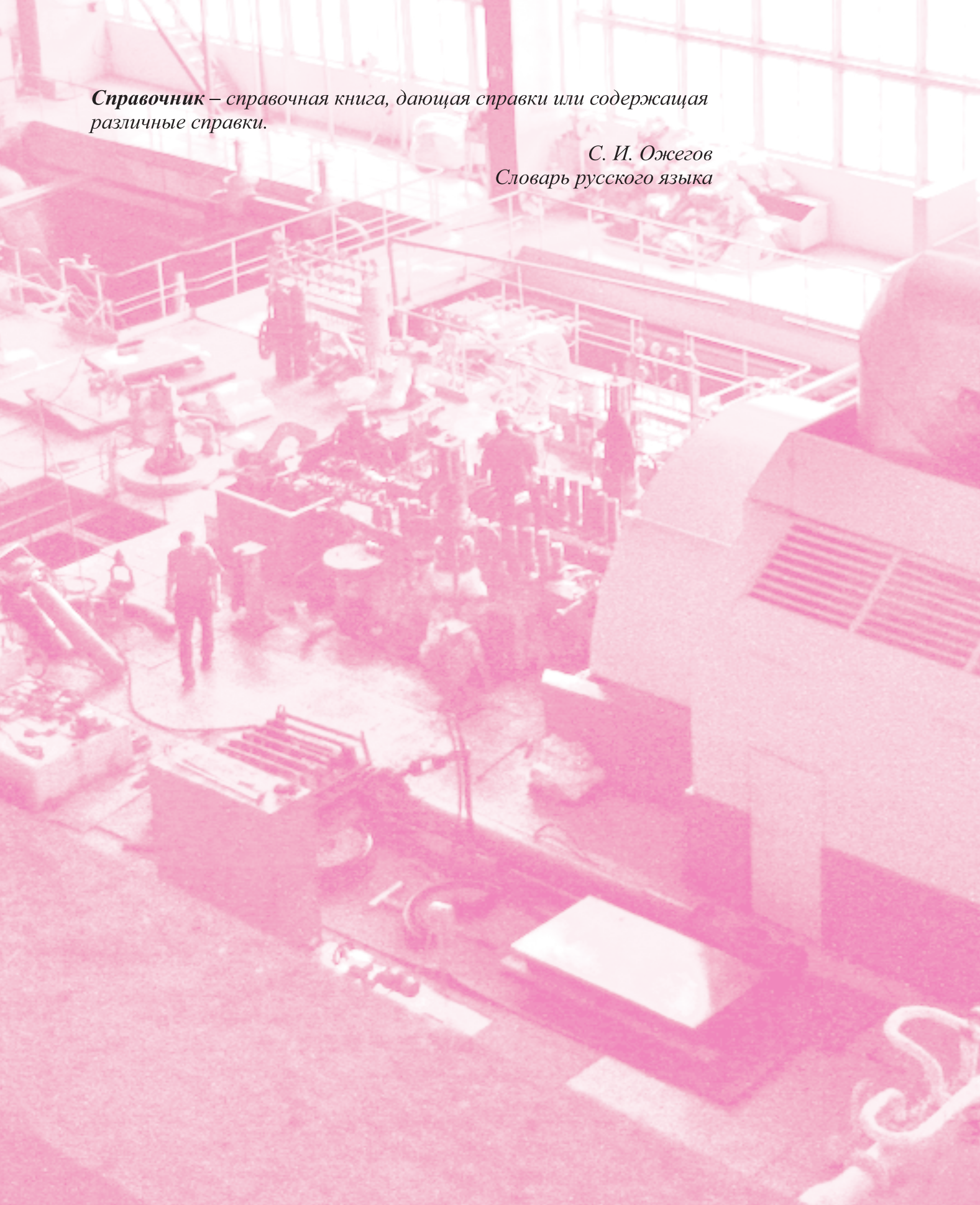




**РЕМОНТ
И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ
ОБОРУДОВАНИЯ
ПАРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК**

Справочник – справочная книга, дающая справки или содержащая различные справки.

С. И. Ожегов
Словарь русского языка



Министерство образования и науки Российской Федерации

Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

РЕМОНТ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ПАРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Справочник

В двух томах

Том 2

Под общей редакцией профессора, доктора технических наук Ю. М. Бродова

2-е издание, исправленное

Екатеринбург
Издательство Уральского университета
2018

УДК 621.165
ББК 31.363-08я22
Р38

Авторы:

Ю. М. Бродов, К. Э. Аронсон, Ю. М. Гофман, Б. Е. Мурманский,
М. А. Ниренштейн, А. Ю. Рябчиков, П. Н. Плотников

Рецензенты:

Шибаетов Т. Л., канд. техн. наук, главный конструктор АО «Уральский турбинный завод»;
Шемпелев А. Г., д-р техн. наук, проф. кафедры «Теплотехника и гидравлика»
Вятского государственного университета

Ремонт и техническое обслуживание оборудования паротурбинных установок : справочник. В 2 т.
Р 38 Т. 2 / Ю. М. Бродов, К. Э. Аронсон, Ю. М. Гофман [и др.] ; под общ. ред. проф., д-ра техн. наук
Ю. М. Бродова. – 2-е изд., испр. – Екатеринбург : Издательство Уральского университета, 2018. – 488 с.

ISBN 978-5-7996-2329-6 (т. 2)
ISBN 978-5-7996-2281-7

Справочник посвящен организации ремонта оборудования паровых турбин и паротурбинных установок. Представлены типовые конструкции, технические характеристики и материалы деталей паровых турбин, теплообменных аппаратов ПТУ, арматуры и трубопроводов, а также насосов паротурбинных установок. Приводятся показатели надежности оборудования, характерные дефекты и причины их появления, а также основные операции, выполняемые при ремонте как в условиях эксплуатации, так и в условиях завода-изготовителя.

Справочник предназначен для студентов энергетических и энергомашиностроительных специальностей вузов, слушателей курсов переподготовки и повышения квалификации эксплуатационного персонала ТЭС и АЭС, а также для ремонтного и инженерно-технического персонала ТЭС и АЭС.

УДК 621.165
ББК 31.363-08я22

ISBN 978-5-7996-2329-6 (т. 2)
ISBN 978-5-7996-2281-7

© УрФУ, 2011
© Бродов Ю. М., Аронсон К. Э., Гофман Ю. М. и др., 2011
© Бродов Ю. М., Аронсон К. Э., Гофман Ю. М. и др., с исправлениями, 2018

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

АЭС	— атомная электрическая станция
БРОУ	— быстродействующая редуционно-охладительная установка
ВД	— высокое давление
ВИК	— визуальный и измерительный контроль
ВПУ	— валоповоротное устройство
ВТИ	— Всероссийский теплотехнический институт
ВТО	— восстановительная термообработка
ГПЗ	— главная паровая задвижка
ГРЭС	— государственная районная электрическая станция
ЗАБ	— золотник автомата безопасности
КИ	— кислородный индекс
КИП	— контрольно-измерительные приборы
КПД	— коэффициент полезного действия
КТЗ	— Калужский турбинный завод
КЭН	— конденсатный электронасос
КЭС	— конденсационная электростанция
ЛМЗ	— Ленинградский металлический завод
МПД	— магнитопорошковая дефектоскопия
МУТ	— механизм управления турбиной
МФЛ	— металлофторопластовая лента
НД	— низкое давление, нормативный документ
НТД	— нормативно-техническая документация
НЧВ	— низкочастотная вибрация
ОППР	— отдел подготовки и планирования ремонта
ОПС	— опорно-подвесная система
ПВД	— подогреватель высокого давления
ПВС	— паровоздушная смесь
ПКМ	— полимерные композиционные материалы
ПНД	— подогреватель низкого давления
ППР	— планово-предупредительный ремонт
ПРОП	— пружинные опоры и подвески
ПСБУ	— пускосбросное устройство
ПСВ	— подогреватель сетевой воды вертикальный
ПСГ	— подогреватель сетевой воды горизонтальный
ПТУ	— паротурбинная установка
ПТН	— питательный турбонасос
ПТЭ	— правила технической эксплуатации
ПЭН	— питательный электронасос
РВД	— ротор высокого давления
РД	— руководящий документ
РМУ	— ремонтно-механический участок
РНД	— ротор низкого давления

РОУ	— редуционно-охлаждающая установка
РСД	— ротор среднего давления
САР	— система автоматического регулирования
СД	— среднее давление
СЗЭМ	— Саратовский завод энергетического машиностроения
СО-РДУ	— Системный оператор – Региональное диспетчерское управление
СО-ОДУ	— Системный оператор – Объединенное диспетчерское управление
СО-РДУ	— Системный оператор – Центральное диспетчерское управление
СУГРЭС	— Среднеуральская ГРЭС
ТА	— теплообменный аппарат
ТВК	— токовихревой контроль
ТКЗ	— Таганрогский котельный завод «Красный котельщик»
ТО	— техническое обслуживание
ТОиР	— техническое обслуживание и ремонт
ТППН	— турбопривод питательного насоса
ТУ	— технические условия
ТЭС	— тепловая электрическая станция
ТЭЦ	— теплоэлектроцентраль
УГТУ-УПИ	— Уральский государственный технический университет – УПИ
УЗД	— ультразвуковая дефектоскопия
УЗК	— ультразвуковой контроль
УрФУ	— Уральский федеральный университет
УТЗ	— Уральский турбинный завод
ХТЗ	— Харьковский турбинный завод
ЦВД	— цилиндр высокого давления
ЦД	— цветная дефектоскопия
ЦКБ «Энергопрогресс»	— центральное конструкторское бюро «Энергопрогресс»
ЦКТИ	— Центральный котлотурбинный институт (г. Санкт-Петербург)
ЦНД	— цилиндр низкого давления
ЦРМ	— центральные ремонтные мастерские
ЦСД	— цилиндр среднего давления
ЦЦР	— цех централизованного ремонта
ЧВД	— часть высокого давления
ЧСД	— часть среднего давления
ЧНД	— часть низкого давления
ЭРП	— энергоремонтное предприятие

A	— работа удара, затраченная на излом образца, Дж; амплитуда колебаний, м
a	— ударная вязкость, Дж/м ²
b	— ширина; длина вкладыша, мм, м
C, c	— жесткость пружин, Н/м; скорость жидкости, м/с
D, d	— диаметр, мм, м
E	— модуль упругости, кг/см ² , МПа
F	— площадь, м ² ; сила, Н
f	— плотность вероятности; частота колебаний, 1/с
G	— вес, кг; модуль сдвига, МПа
g	— ускорение свободного падения, м/с ²
H	— натяг, высота, напор насоса, мм, м
h	— высота, смещение трубопровода, мм, м
I	— момент инерции поперечного сечения трубы, см ⁴ , м ⁴
i	— уклон трубопровода, %; относительное удлинение или сокращение первоначальной длины трубы
K, k	— коэффициент; коэффициент трения; конусность вала, %
L, l	— длина, мм
Δl	— удлинение, величина продвижения муфты по валу, мм
M	— длина дуги поворота гайки, мм
m	— поправочный коэффициент напряжения
N	— натяг, мм; мощность, кВт
n	— количество, число витков пружины; частота вращения, 1/с, 1/мин
Dn	— неравномерность регулирования частоты вращения, 1/с, 1/мин
P, p	— давление, МПа; нагрузка, Н; вероятность
Q	— вес, Н; подача насоса, м ³ /с, кг/с
q	— масса участка трубопровода без воды, кг
R	— показание индикатора; радиусгиба компенсатора, мм, м
S	— толщина стенки; шаг резьбы, мм
T	— период колебаний, с
t	— температура, °C
w	— скорость жидкости, м/с
x	— толщина заливаемого слоя баббита, мм
z	— высота точки измерения давления, м
α	— угол расположения боковых колодок вкладыша, град; коэффициент линейного расширения, м/(м·°C)
Δ	— горизонтальное смещение в точке крепления трубы, деформация трубопровода, мм
δ	— относительное удлинение, степень неравномерности регулирования, %; зазор, мм
η	— параметр релаксации напряжений; КПД, %
Λ	— параметр потока отказов
λ	— интенсивность отказов
μ	— интенсивность восстановления, 1/ч
χ	— степень нечувствительности регулятора, %
ρ	— плотность, кг/м ³ ; степень вальцевания, %
σ	— напряжение, МПа
σ_b	— предел прочности, МПа
$\sigma_{0,2}$	— предел текучести, МПа
τ	— время, ч; напряжение кручения, МПа
φ	— начальная фаза колебаний
ψ	— относительное сужение, %
ω	— круговая частота колебаний, 1/с

Индексы

max	— максимальный	пл	— плановый
s	— состояние насыщения	пр	— пробный
в	— восстановление	р	— расчетный
вн	— внутренний	раб	— рабочий
г	— готовность, гидравлический	рез	— резерв
к	— календарный	ср	— средний
мех	— механический	ти	— техническое использование
н	— наружный, наработка	тр	— трение
ном	— номинальный	у	— условный
о	— начальный, расчетный	ф	— фактический
об	— объемный	хол	— холодный
отк	— отказ	х.х	— холостой ход

ПРЕДИСЛОВИЕ

Энергетика, как базовая отрасль в жизнедеятельности государства, определяет «здоровье» экономики страны в целом. Приоритетной задачей энергетики всегда было и остается надежное энергоснабжение экономики и населения страны. Между тем состояние дел в этой отрасли промышленности за последние годы осложнилось, что определяется рядом факторов:

- недостаточным вводом новых мощностей на ТЭС;
- моральным и физическим старением большей части оборудования ТЭС (по различным данным, от 65 до 80 % оборудования выработало свой парковый ресурс);
- ростом стоимости топлива для ТЭС;
- резким (в разы) сокращением объема средств, выделяемых собственниками на ремонт и модернизацию оборудования.

Паровые турбины и турбинное оборудование (трубопроводы, арматура, насосы, теплообменные аппараты и др.) являются одним из наиболее сложных элементов современной ТЭС. Повреждаемость именно этого оборудования составляет от 20 до 35 % от повреждаемости всего оборудования ТЭС.

Очевидно, что совершенствование системы ремонта и технического обслуживания является одним из важнейших условий повышения надежности эксплуатации оборудования ПТУ ТЭС. Необходимость повышения качества ремонтных работ на ТЭС требует от ремонтного персонала современных знаний, высокой квалификации, а также профессиональной подготовки к ремонту и его техническому (технологическому) обеспечению. Очень важна и квалифицированная оценка качества проведенных ремонтных работ. Необходимо также освоение новых технологий ремонта, методов технической диагностики, современных алгоритмов действий при оценке технического состояния оборудования ПТУ до и после ремонтов.

Безусловно актуальной является задача обеспечения специалистов по ремонту нормативной, методической и справочной литературой. Это тем более важно, что ряд принципиальных положений в системе планирования, организации ремонтов и технического обслуживания оборудования ПТУ за последние годы существенно изменились; многие нормативные документы по этим вопросам заменены новыми.

Предлагаемый вниманию специалистов справочник может оказать помощь в повышении квалификации ремонтного персонала ТЭС, распространении и освоении современных методов ремонта оборудования ПТУ, направленных на повышение качества его ремонта и надежности работы (эксплуатации), а также методов контроля технического состояния, выявления и устранения дефектов.

Идея создания справочника принадлежит канд. техн. наук Владиславу Фроловичу Гуторову — заведующему отделом турбин и теплофикации Всероссийского теплотехнического института (ВТИ), который обосновал необходимость и целесообразность подготовки такого издания, а также убедил в этом авторов. Структура и методология представления материала в справочнике также обсуждалась с В. Ф. Гуторовым и была им поддержана.

При работе над справочником авторы широко использовали современную научно-техническую и учебную литературу по ТЭС и АЭС, паровым турбинам и ПТУ в целом [1—16], а также отдельные материалы турбинных заводов, ОАО «ОРГРЭС» и ряда ремонтных энергетических предприятий. Ряд рисунков выполнен с использованием [17].

В первой главе справочника, наряду с описанием системы организации технического обслуживания и ремонта оборудования ТЭС, приводятся статистические данные повреждаемости различных видов оборудования паротурбинных установок [12, 13, 35—38], полученные на основе централизованного сбора и обработки соответствующей информации, которые велись в отрасли до 2000 г. В более позднее время централизованный сбор и обобщение статистической информации по вопросам ремонта оборудования ТЭС, к сожалению, не производились.

В остальных главах изложены принципиальные подходы к выполнению ремонтов и техническому обслуживанию оборудования ПТУ, представлены направления разработок, которые, по мнению авторов, позволят в дальнейшем повысить эффективность всей системы ремонта и технического обслуживания ПТУ в целом, и в том числе:

- паровых турбин (гл. 2);
- теплообменного оборудования (гл. 3);
- трубопроводов и арматуры (гл. 4);
- насосов (гл. 5).

В приложениях приведена справочная информация, необходимая ремонтному персоналу для организации качественного ремонта оборудования на всех этапах его реализации.

Считаем необходимым подчеркнуть, что, с учетом мелкосерийного (иногда индивидуально-го) производства мощных ПТУ в отдельных конкретных случаях, конструкция отдельных узлов (элементов) ПТУ и их размеры могут отличаться от указанных в справочнике. Поэтому при разработке проектов организации ремонта и модернизации оборудования наряду с указанными в справочнике техническими данными рекомендуется использовать также конструкторскую документацию заводов-изготовителей на оборудование конкретных ПТУ.

Приведенные в справочнике ГОСТы, ОСТы, технические условия, маркировки материалов и другие технические данные соответствуют нормативным материалам, действующим в энергетике до выхода и официального ввода в действие новых технических регламентов. Единицы измерения различных физических величин приведены в соответствии с источником, из которого взяты данные.

Авторы благодарят канд. техн. наук Л. А. Жученко и д-ра техн. наук И. Г. Бродову за помощь в написании отдельных глав и высказанные замечания.

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные советы и замечания, сделанные во время подготовки справочника к изданию.

Замечания по справочнику будут приняты с благодарностью, их следует направлять по адресу: 620002, г. Екатеринбург, К-2, ул. Мира, 19, УрФУ, Уральский энергетический институт, кафедра «Турбины и двигатели». По этому же адресу настоящий справочник можно заказать.

Глава 3

ТЕПЛООБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПТУ

3.1. Типовые конструкции и технические характеристики

В состав паротурбинной установки входит ряд технологических систем:

- конденсационная установка;
- система регенеративного подогрева питательной воды;
- система подогрева сетевой воды;
- система маслоснабжения.

Основным элементом оборудования всех этих систем являются теплообменные аппараты, типовые конструкции и технические характеристики которых рассмотрены ниже.

3.1.1. Конденсаторы

Понижение параметров пара в проточной части паровой турбины обычно осуществляется до давления, величина которого обеспечивается конденсацией отработавшего в турбине пара. Этой цели и служит *конденсационная установка*, которая обеспечивает также получение чистого конденсата для питания парового котла (парогенератора), замыкая тем самым термодинамический цикл ПТУ. Эффективная работа конденсатора непосредственно влияет на экономичность работы турбоустановки. Так, при изменении давления пара в конденсаторе на 1 кПа мощность паротурбинных установок ТЭС изменяется примерно на 1 %, а для АЭС это изменение достигает 1,5—2,0 % [13,15].

В табл. 3.1 приведены основные технические характеристики ряда конденсаторов паровых турбин различных турбинных заводов [13,15].

Все конденсаторы турбин ТЭС и АЭС спроектированы в подвальном исполнении, т. е. устанавливаются непосредственно под ЦНД турбины. В зависимости от мощности турбины, числа выхлопов пара и общей компоновки турбоагрегата применяются одно- и многокорпусные конденсаторы. Среди мощных турбин ТЭС однокорпусные конденсаторы имеют турбины К-160-130 ХТЗ (два выхлопа) и К-300-240 ЛМЗ и ХТЗ (три выхлопа). Конденсаторы турбин К-100-90 и К-200-130 ЛМЗ имеют два корпуса (по одному на каждый выхлоп), турбины К-500-240 ХТЗ — также два корпуса, каждый из которых обслуживает двухпоточный ЦНД. Все упомянутые конденсаторы имеют два хода охлаждающей воды и поперечное расположение корпусов относительно оси турбины. Конденсаторы турбин К-300-240 и К-160-130, двухпоточные по охлаждающей воде, имеют в водяных камерах вертикальные перегородки, позволяющие отключать по воде одну из половин конденсатора при работе турбины с пониженной нагрузкой для отыскания и отглушения поврежденных трубок или очистки трубок в отключенной половине. При аварийном выходе из строя одного из блочных циркуляционных насосов также возможна работа турбины на одной половине конденсатора при разгрузке в пределах, определяющихся допустимой температурой отработавшего пара.

Большинство из остальных указанных в табл. 3.1 конденсаторов (для турбин мощностью 50—300 МВт) имеют по два параллельно включенных по охлаждающей воде корпуса, паровые пространства которых соединены между собой перепускными патрубками, что позволяет отключать по воде один из корпусов при работе турбины.

Турбины ЛМЗ мощностью 500, 800 и 1200 МВт оснащены одноходовыми конденсаторами с аксиальным расположением корпусов (вдоль оси турбины). Аксиальные одноходовые конденсаторы имеют один или два последовательно включенных по воде (через общую промежуточную водяную камеру) двухпоточных корпусов (турбины К-500-240 и К-800-240) или две параллельные группы по два последовательно включенных однопоточных корпуса (К-1200-240). В данном случае применение аксиальных конденсаторов упрощает схему и облегчает размещение циркуляционных водоводов.

Таблица 3.1

Характеристики конденсаторов паровых турбин различных турбинных заводов

Марка конденсатора	Тип турбины	Количество корпусов	Площадь поверхности охлаждения одного корпуса, м ²	Конденсаторные трубки		Число ходов по воде	Расчетные значения завода-изготовителя					Расположение корпусов относительно турбины
				Диаметр, мм	Длина в одном корпусе, мм		Удельная паровая нагрузка, кг/(м ² ·ч)	Кратность охлаждения всей конденсационной установки	Температура охлаждающей воды на входе, °С	Давление пара, кПа	Гидравлическое сопротивление, кПа	
ЛМЗ	50-КЦС-3	1	3 000	25х1	6 650	2	46,7	57,1	10,0	2,95	35,3	Подвальное поперечное
	50-КЦС-4	1	3 000	25х1	6 650	2	55,0	48,5	20,0	5,98	35,3	
	50-КЦС-5	1	3 000	25х1	6 650	2	46,7	57,1	10,0	3,43	35,3	
	К2-3000-2	1	3 000	24х1	7 390	2	46,7	50,0	15,0	3,92	37,3	
	60-КЦС	1	3 000	25х1	6 600	2	60,0	44,4	15,0	3,92	35,3	
	80-КЦС	1	3 000	25х1	6 600	2	73,3	36,4	20,0	5,88	35,3	
	100-КЦС-2(4)	2	3 000	25х1	6 650	2	46,7	57,1	10,0	3,43	35,3	
	180-КЦС	1	9 000	28х1	9 000	2	51,2	47,7	20,0	6,27	48,1	
	200-КЦС-2(3)	2	4 500	30х1	8 065	2	44,4	62,5	10,0	3,43	37,3	
	300-КЦС-1(3)	1	15 400	28х1	8 930	2	37,2	62,8	12,0	3,43	47,1	
	500-КЦС-4	2	11 250	28х1	8 930	1	39,6	57,7	12,0	3,50	44,1	
	800-КЦС-3(4)	2	20 600	28х1	12 000	1	35,8	50,7	12,0	3,43	58,8	
	1200- КЦС-3	2	30 000	28х1	12 000	1	35,7	48,8	12,0	3,38	58,6	Подвальное продольное; последовательное соединение корпусов по воде
	1000-КЦС-1	4	22 300	28х1	12 000	1	36,1	53,5	20,0	5,09	70,2	Подвальное поперечное; две группы последовательно соединенных по воде двух корпусов

Окончание табл. 3.1

ХТЗ	К-100-3685	К-100-90	2	3 685	25'1	7 350	2	36,2	61,4	10,0	2,95	32,4
	К-150-9115	К-160-130	1	9 115	28'1	8 850	2	36,3	62,9	12,0	3,43	39,2
	К-10120	К-220-44	2	10 120	28'1	8 890	2	36,0	60,4	12,0	3,43	39,1
	К-12150	К-220-44	2	12 150	28'1	8 850	2	31,5	72,5	12,0	5,09	39,2
	К-8170	К-220-44-2	2	8 170	28'1	8 890	2	44,0	50,9	5,0	2,94	39,1
	К-15240	К-300-240	1	15 240	28'1	8 850	2	37,0	61,7	12,0	3,43	42,2
	К-11520	К-500-240	2	11 520	28'1	8 890	2	41,7	53,6	15,0	4,42	39,3
	К-12150	К-500-65/3000	4	12 150	28'1,5	8 890	2	36,3	53,8	18,0	4,90	35,6
	К-10120	К-500-60/3000	4	10 120	28'1,5	8 890	2	40,6	51,6	12,0	3,92	35,7
	К-16560	К-750-65/3000	4	16 560	26'1	11 460	2	38,3	48,3	15,0	4,41	50,52
	К-16360	К-1000-60/1500-1	6	16 360	28'1	8 890	1	34,3	47,4	15,0	3,92	68,21
	К-33160	К-1000-60/1500-2	3	33 160	28'1	14 000	2	34,7	49,2	15,0	3,92	74,38
	К-22550	К-500-60/1500	2	22 550	28'1	9 800	2	39,1	53,8	22,0	5,88	42,2
	КТ2-6200	Т-110/120-130	2	3 100	24'1	7 500	2	45,3*	57,1*	20,0	5,6	59,96
	К-6000-П	ПТ-140/165-130/15	1	6 010	24'1	9 000	2	53,2**	38,8**	20,0	7,3	54,91
УТЗ	КТ2-12000-1	Т-185/220-130-2 Т-185/215-130-4	2	5 980	24'1	9 000	1	42,6**	48,6**	20,0	5,0; 6,4***	74,53
	К2-14000-1	Т-250/300-240-2	1	13 800	24'1	9 000	2	38,7**	52,3**	20,0	5,8	54,91
КТЗ	КП-540	К-6-35 ПТ-12-36/10М ПТ-12-90/10	1	540	19'1	4 000	2	46—89	65—41	20,0	5,0—9,0	29—44
	КП-935	К-12-35М	1	935	22'1	5 000	2	45,0	81,0	20,0	5,0	49,0
	КП-935-1	ПТ-25-90/10М	1	935	22'1	5 000	2	80,0	45,0	20,0	9,0	49,0
	КП-1220	ПТ-12 35/13Т ПТ-25-90/14	1	1 220	22'1	5 750	2	39,0	79,0	40,0	14,0	42,0

Примечания. Материалы труб конденсаторов выбираются из следующего ряда: Л68, ЛО70-1, МНЖ5-1, МНЖМц30-1-1.

* Для номинальной конденсационной мощности турбины.

** Для максимальной конденсационной мощности турбины.

*** Для первого и второго корпусов по ходу воды.

Конденсаторы большинства теплофикационных турбин отличаются наличием наряду с основным также и встроенного трубного пучка со своими водяными камерами и независимыми подводами и отводами охлаждающей воды.

Конденсаторы быстроходных (3000 об/мин) турбин АЭС К-220-44, К-500-65 и К-750-65 — подвальные, двухходовые по охлаждающей воде, с поперечным расположением однопоточных корпусов. Турбина К-220-44 имеет по одному корпусу конденсатора на каждый из двух двухпоточных ЦНД, а две другие турбины — на каждый из четырех двухпоточных ЦНД. Боковые конденсаторы у турбины К-500-60/1500 имеют по одному, а у турбины К-1000-60/1500-1 — по три последовательно соединенных по охлаждающей воде корпуса с каждой стороны турбины, причем отработавший пар поступает в конденсаторы как из нижней, так и из верхней половины корпуса ЦНД. В отличие от подвальных конденсаторов, перегородки в водяных камерах, разделяющие два потока воды, у этих конденсаторов горизонтальные.

Рассмотрим некоторые типовые конструкции поверхностных конденсаторов, изготавливаемых отечественными турбинными заводами.

На рис. 3.1 показана конструкция конденсатора КП-540 КТЗ, работающего с турбинами небольшой мощности (6—12 МВт).

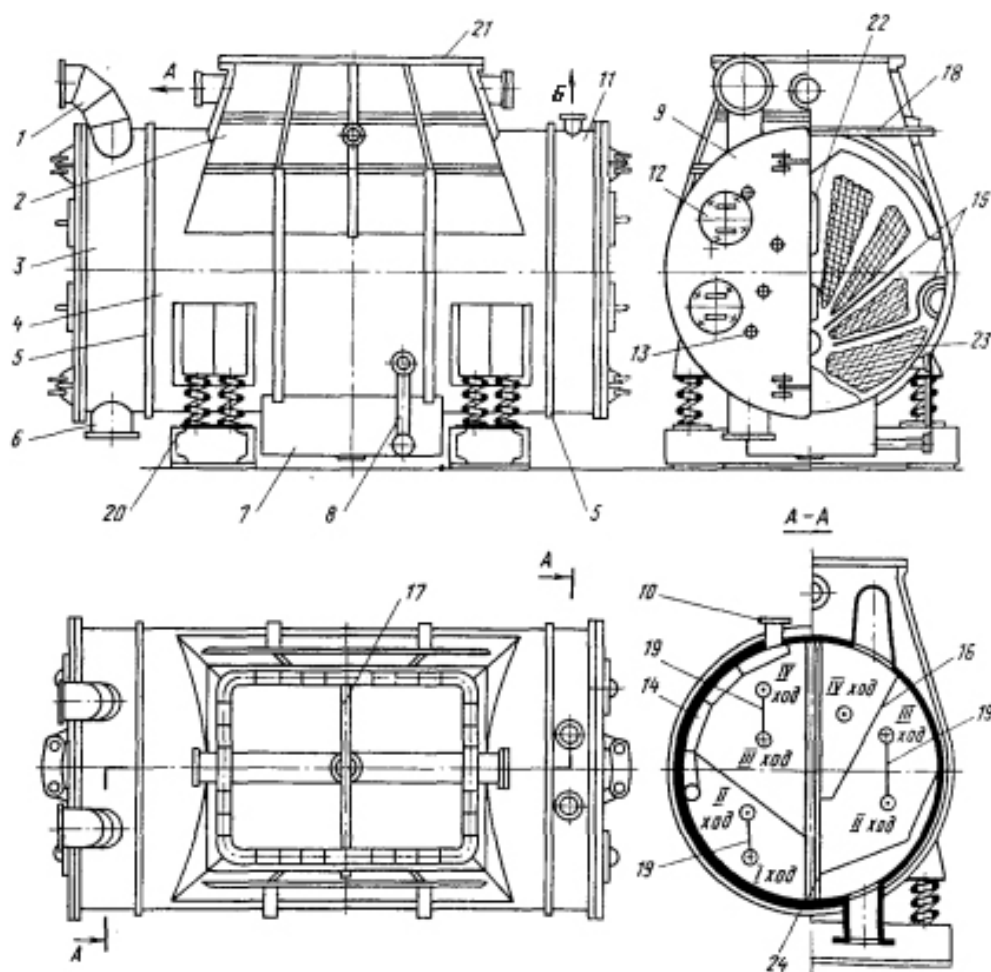


Рис. 3.1. Конденсатор КП-540 КТЗ:

А — к атмосферному клапану; Б — отсос воздуха (обозначения см. в тексте)

Цилиндрический корпус конденсатора 4 сварной. К нему приварены переходный патрубок (горловина) 2, передняя и задняя трубные доски 5, а также передняя 3 и поворотная (задняя) 11 водяные камеры. Корпус установлен на пружинных опорах 20 и соединяется с выходным патрубком турбины с помощью фланцев 21. Конденсатор по циркуляционной воде двухпоточный. Компоновка его трубного пучка обеспечивает проход пара к зеркалу конденсата в конденсатосборнике 7, что способствует уменьшению переохлаждения конденсата. В промежуточных перегородках 17 парового пространства (одна из них — на виде сверху) имеются окна 22, которые обеспечивают выравнивание давлений в объеме конденсатора. В паровом пространстве конденсатора установлены две пары глухих паронаправляющих щитов 15, служащих одновременно и для промежуточного улавливания конденсата, стекающего с верхних трубок. Нижний паронаправляющий щит, кроме того, выделяет зону воздухоохладителя 23. Два коллектора 14 направляют отсасываемую из конденсатора паровоздушную смесь к патрубку отсоса 10, расположенному в верхней точке корпуса. Подвод охлаждающей воды к конденсатору организован в нижней (патрубок 6), а выход — в верхней точке водяной камеры (патрубок 1). Конденсатор четырехходовой по воде, для чего в водяных камерах установлены перегородки 16 (две в передней водяной камере и одна в задней). Первый ход воды проходит через зону воздухоохладителя; остальные ходы воды показаны на рисунке стрелками 19. Передняя и задняя водяные камеры имеют вертикальные глухие перегородки 24, а крышки 9 водяных камер выполнены из двух половин. Поскольку конденсатор двухпоточный, производить осмотр, ремонт и очистку каждой из половин конденсатора можно без остановки турбины (при соответствующем снижении ее нагрузки). Люки 12 позволяют осматривать трубные доски и водяные камеры. Анкерные связи 13 ужесточают водяные камеры и плоские крышки 9. В горловине конденсатора смонтирован трубопровод, соединенный с атмосферным предохранительным клапаном, а также коллектор 18, представляющий собой трубу, перфорированную отверстиями. При пуске турбины, когда в конденсатор может поступать перегретый пар, в распылитель подается вода, охлаждающая выхлопной патрубок и предохраняющая трубки конденсатора от перегрева (во избежание разгерметизации узла вальцованного соединения). Для определения уровня воды в конденсаторе служит указатель 8.

На рис. 3.2 показана конструкция конденсатора К-160-9115 турбины К-160-130 ХТЗ.

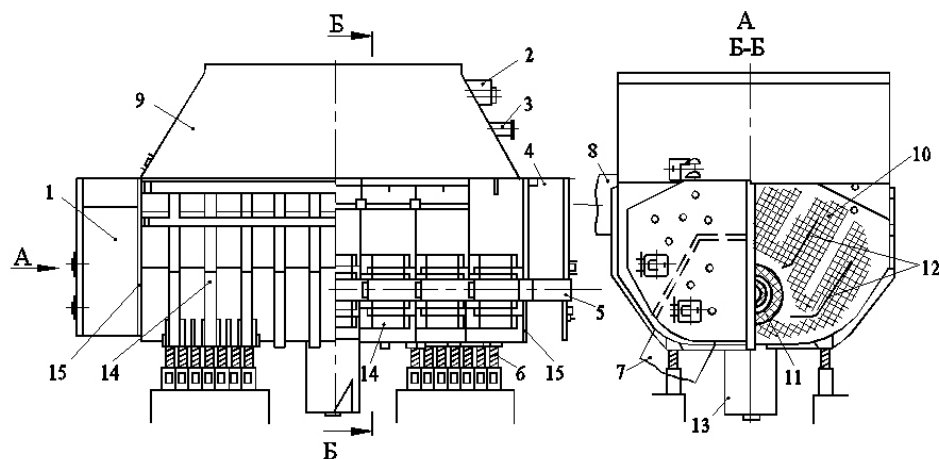


Рис. 3.2. Конденсатор К-160-9115 ХТЗ:

1, 4 — передняя и задняя водяные камеры; 2 — сбросное устройство; 3 — трубопровод отбора пара; 5 — отсос паровоздушной смеси; 6 — пружинная опора; 7, 8 — подвод и отвод охлаждающей воды (в одном потоке); 9 — входной патрубок (горловина); 10 — трубный пучок; 11 — воздухоохладитель; 12 — паровые щиты; 13 — конденсатосборник; 14 — ребра жесткости; 15 — трубные доски

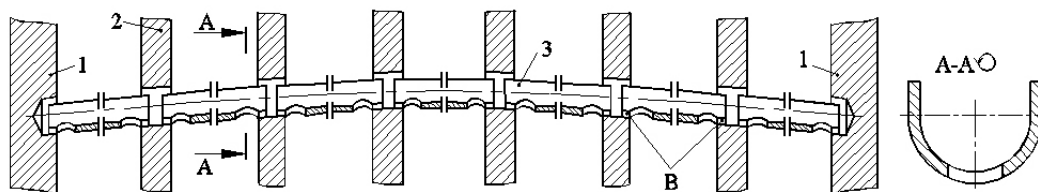


Рис. 3.3. Конструкция сливной трубки:

1 — основные трубные доски; 2 — промежуточные перегородки; 3 — трубка сливная; В — электросварка в двух-трех точках по периметру

Корпус конденсатора сварной из стальных листов, почти прямоугольной формы (с некоторыми скруглениями лишь в нижней части). Снаружи и внутри он имеет ребра жесткости 14, которые обычно выполняются из швеллера. К корпусу приварены горловина 9, трубные доски 15 и водяные камеры 1, 4.

Основной трубный пучок конденсатора 10 выполнен в виде ленты, а трубный пучок воздухоохладителя 11 — в виде трех коаксиальных цилиндров. Патрубок отсоса паровоздушной смеси 5 выведен через заднюю (поворотную) водяную камеру 4, что способствует хорошему охлаждению смеси и созданию высокого парциального давления воздуха в зоне отсоса. Организация потоков пара к воздухоохладителю осуществляется с помощью паровых щитов 12, которые, наряду с применяемыми *сливными трубками*, служат для промежуточного сбора конденсата и его отвода к трубным доскам и промежуточным перегородкам.

Конструкция *сливной трубки* показана на рис. 3.3. Верхний ее край срезан, и поэтому трубка наполняется конденсатом, стекающим с расположенных выше трубок поверхности теплообмена. В нижней части трубки, в зоне трубных досок и перегородок, выполнены отверстия для опорожнения. Применение таких трубок способствует уменьшению переохлаждения конденсата и организации его направленного стока в зонах перегородок и трубных досок.

Охлаждающая вода подается в конденсатор двумя отдельными потоками (на рис. 3.2 показан один поток), что позволяет производить ревизию, чистку и ремонт конденсатора без останова турбины. Конденсатор двухходовой. На виде по стрелке А перегородка показана двойной пунктирной линией (крышка водяной камеры закрыта); на разрезе Б—Б в трубном пучке предусмотрен симметричный просвет (зона без трубок) для аналогичной перегородки в правой части конденсатора. Подвод 7 охлаждающей воды организован в каждом потоке снизу, а отвод 8 сверху. В горловине конденсатора установлено сбросное устройство 2, обеспечивающее прием пара при пуске и резких сбросах нагрузки турбины. Здесь же проходит трубопровод 3 отбора пара из турбины. Трубные доски конденсатора выполнены двойными, с гидравлическим уплотнением конденсатом.

На рис. 3.4 показана конструкция конденсатора К-15240 турбины К-300-240 ХТЗ.

Конденсатор двухходовой, двухпоточный, имеет параллельное расположение ходов по воде по отношению к паровому потоку, т. е. пар одновременно поступает в трубные пучки первого и второго ходов воды.

Подвод воды осуществляется снизу, отвод — сверху. Трубный пучок выполнен в виде ленты с треугольной разбивкой трубок. Периферийные трубки пучка, наиболее подверженные воздействию динамического напора потока пара, имеют толщину стенки 2 мм (остальные — 1 мм).

Поверхность теплообмена конденсатора с центральным проходом для пара и боковыми отсосами паровоздушной смеси 7 состоит из двух симметричных (относительно вертикальной оси конденсатора) трубных пучков 6, скомпонованных вокруг воздухоохладителя 8 и образующих проход для пара в нижнюю часть конденсатора. Такая схема наиболее полно отвечает основным требованиям рациональной компоновки трубных пучков конденсаторов. Трубный пучок конденсатора размещен в стальном корпусе сварной конструкции. В поперечном сечении корпус

имеет форму прямоугольника; с наружной стороны боковые плоские стенки укреплены элементами жесткости — швеллерами. Повышенная герметичность водяного пространства конденсатора обеспечивается нанесением на основные трубные доски со стороны водяных камер специального (битумного) покрытия (после развальцовки в них концов охлаждающих трубок). С обеих сторон корпуса к трубным доскам приварены передние 12 и задние 16 водяные камеры, которые заканчиваются фланцами. К этим фланцам на шпильках и болтах крепятся съемные крышки, дополнительно укрепленные анкерными шпильками. Герметичность фланцевых разъемов крышек обеспечивается резиновым жгутом прямоугольного сечения, закладываемым в имеющиеся во фланцах канавки. В ряде модификаций конденсатора крышки задних водяных камер 16 выполнены приварными.

Для организации двух ходов воды в каждом потоке воды в передней водяной камере имеется горизонтальная перегородка. Горловина конденсатора 5 имеет прямоугольное, расширяющееся в сторону конденсатора сечение и выполнена из плоских наклонных стальных листов, укрепленных изнутри ребрами и скрещивающимися тягами круглого сечения. Через горловину выведены трубопроводы отборов пара из ЦНД турбины, которые экранированы кожухами. Здесь же установлено приемно-сбросное устройство 20.

Днище конденсатора укреплено приварной опорной рамой 26, которая одновременно придает общую жесткость конденсатору в целом. Опорная рама состоит из сварных балок двутаврового сечения. Передаваемая опорной рамой нагрузка воспринимается четырьмя пружинными опорами 10 (по восемь пружин в каждой). Пружинные опоры расположены по торцам конденсатора со стороны передней и задней водяных камер каждого потока.

На рис. 3.5 показана типовая конструкция конденсатора турбин К-220-44, К-500-240 и К-500-65/3000 ХТЗ. Маркировка различных модификаций конденсаторов этих турбин, отличающихся в основном поверх-

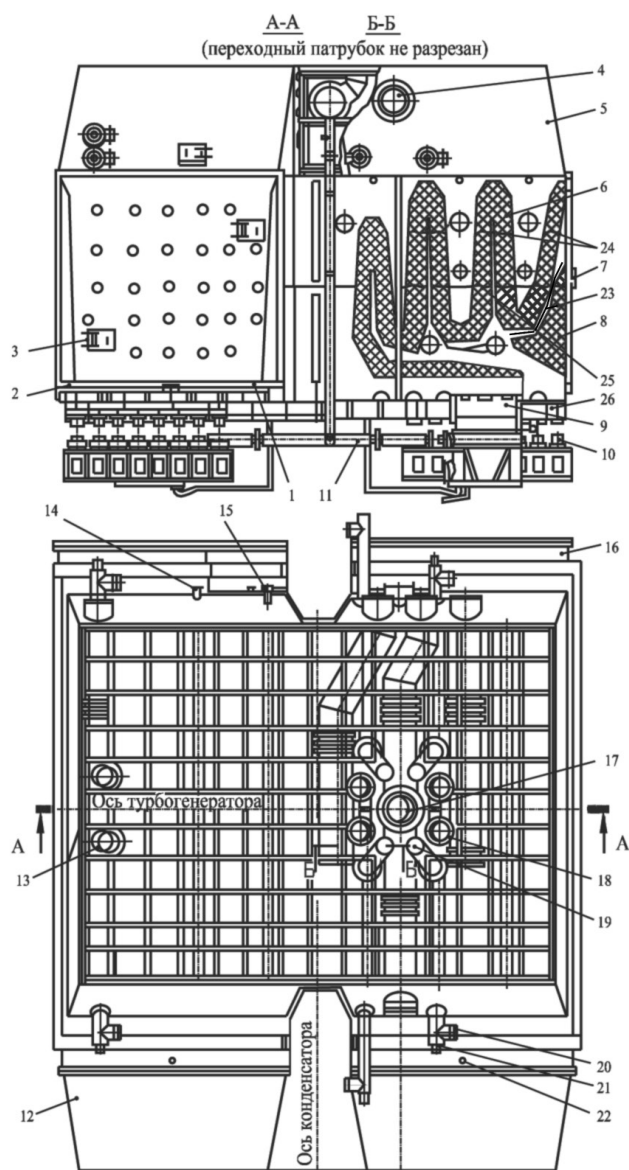


Рис. 3.4. Конденсатор К-15240 турбины К-300-240 ХТЗ: 1, 2 — выход и вход охлаждающей воды; 3 — люк; 4 — сброс отработавшего пара приводной турбины питательного насоса; 5 — горловина конденсатора; 6 — основной трубный пучок; 7 — патрубок отсоса паровоздушной смеси (4 шт.); 8 — воздухоохладитель; 9 — деаэрационный конденсатосборник; 10 — пружинная опора; 11 — патрубок подвода пара для деаэрации; 12, 16 — передняя и задняя водяные камеры; 13, 17, 18, 19 — трубопроводы соответственно из 7, 6, 8 и 9-го отборов турбины; 14 — подвод конденсата для охлаждения переходного патрубку; 15 — подвод химически очищенной воды; 20 — сброс пара в паросбросное устройство из БРОУ (8 штуцеров); 21 — подвод охлаждающего конденсата; 22 — отсос воздуха из водяных камер (циркуляционной системы); 23 — паровой щит; 24 — зона установки сливных трубок; 25 — сечение, соответствующее месту установки перегородки; 26 — приварная опорная рама

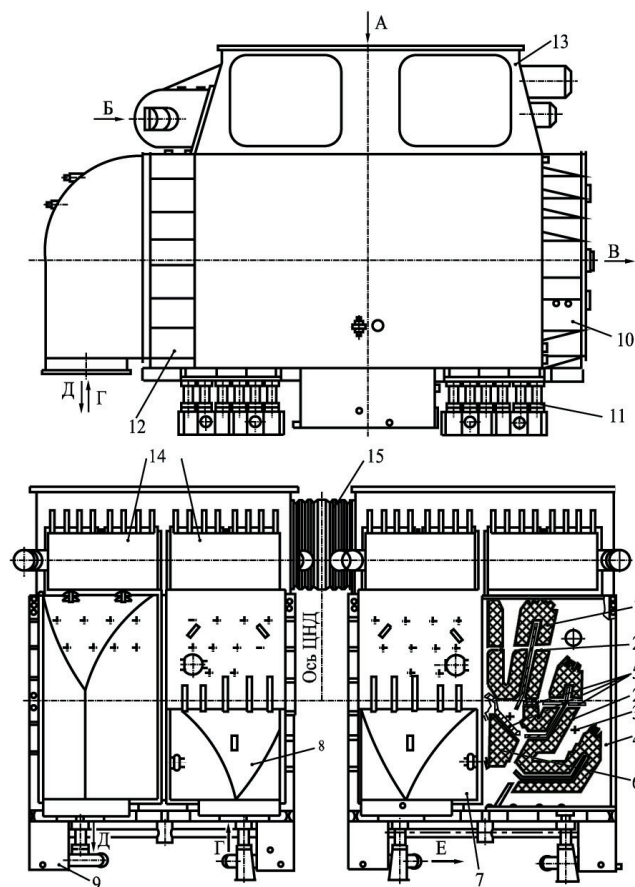


Рис. 3.5. Типовая конструкция конденсатора турбин К-220-44, К-500-240, К-500-65/ 3000 ХТЗ:

1 — трубный пучок; 2 — трубки сливные; 3 — тупиковый канал для пара; 4 — боковой канал для пара; 5 — щиты паровые; 6 — воздухоохладитель; 7 — правый конденсатор; 8 — левый конденсатор; 9 — конденсатосборник; 10 — задняя (поворотная) водяная камера; 11 — пружинная опора; 12 — передняя водяная камера; 13 — входной патрубок (горловина); 14 — приемно-сбросное устройство; 15 — перепускной патрубок; А — выход пара из турбины; В — вход сбрасываемого в конденсатор пара; В — отсос паровоздушной смеси; Г — подвод охлаждающей воды; Д — слив охлаждающей воды; Е — отвод конденсата

сквозных проходов 4, так же как и тупиковых проходов 3 в трубном пучке, определялась расчетным путем из условия допустимости скорости пара 120—130 м/с.

Конденсатор имеет дополнительные конструктивные элементы, повышающие эффективность трубного пучка и конденсатора в целом: сливные трубки 2, паровые щиты 5, специальную варку конденсатосборников в корпус и пр. Конструктивное оформление этих элементов показано на рис. 3.6. Назначение этих элементов — предотвратить переохлаждение конденсата и его аэрацию, свести до минимума потери теплоты с охлаждающей водой.

Каждая продольная часть корпуса для обеспечения соосности отверстий в трубных досках и промежуточных перегородках изготавливается на специальных блоках с соответствующей центровкой трубных досок по отверстиям при помощи струны.

ностью теплообмена и количеством конденсаторов в составе конденсационной установки, приведена в табл. 3.1.

Конденсатор подвального типа, двухходовой по охлаждающей воде (перегородки в водяной камере расположены горизонтально), однопоточный. Такое решение позволило уменьшить число подводящих и сливных водоводов циркуляционной воды и, как следствие, облегчить компоновку всего турбоагрегата в целом (основная сложность — большие диаметры водоводов).

Применение однопоточных конденсаторов привело к их объединению по паровому пространству (перепускной патрубок 15) для предотвращения полной потери мощности блока при вынужденном отключении одного из конденсаторов. Перепускные патрубки выполнены с системой компенсаторов, которая обеспечивает, с одной стороны, компенсацию температурных удлинений ЦНД от своих фикс-пунктов, а с другой — восприятие усилий от барометрического давления на стенки переходного патрубка в зоне расположения компенсаторов.

Конструкция крышек подвода и слива охлаждающей воды при нижнем расположении обоих водяных патрубков обеспечивает подвод воды в нижнюю половину трубного пучка (I ход), а слива — из верхней половины (II ход).

Трубный пучок 1 выполнен с центральным отсосом воздуха с компоновкой в виде ленты, симметричной для каждой половины конденсатора (относительно вертикальной оси). В центральной части и у боковых стенок конденсатора предусмотрены проходы для пара. Ширина

Входной патрубок (горлови-на) конденсатора 13 представляет собой коробчатую сварную конструкцию (см. рис. 3.5). Для ужесточения стенок внутри патрубка вварены продольные и поперечные распорные стержни (в несколько ярусов), которые одновременно являются опорами для паропроводов, проходящих от ЦНД через патрубок к подогревателям системы регенерации.

Во входном патрубке также расположены приемно-сбросные устройства 14, приварка которых к стенке патрубка осуществляется при монтаже конденсатора.

Конструктивная схема одного из вариантов приемно-сбросного устройства, применяемого в конденсаторах ХТЗ, показана на рис. 3.7. Впрыском конденсата *Б* можно регулировать температуру сбрасываемого пара *А* на входе в конденсатор. Сбрасываемый в конденсатор пар, в отличие от основного потока пара, обычно поступает с некоторым перегревом, что обеспечивает испарение впрыскиваемого конденсата.

Для придания конденсатору общей жесткости к его днищу приварены две (по одной с каждой стороны) продольные сварные балки Т-образного сечения, через которые нагрузка передается на четыре пружинные опоры 11, расположенные вдоль корпуса конденсатора по две с каждой стороны.

На рис. 3.8 показан конденсатор 300-КЦС-3 турбины К-300-240 ЛМЗ.

Трубный пучок конденсатора имеет ленточную компоновку с вертикальным расположением петель ленты, обеспечивающую широкий фронт натекания пара. Воздухоохладитель выделен в нижней части пучка, отсос боковой.

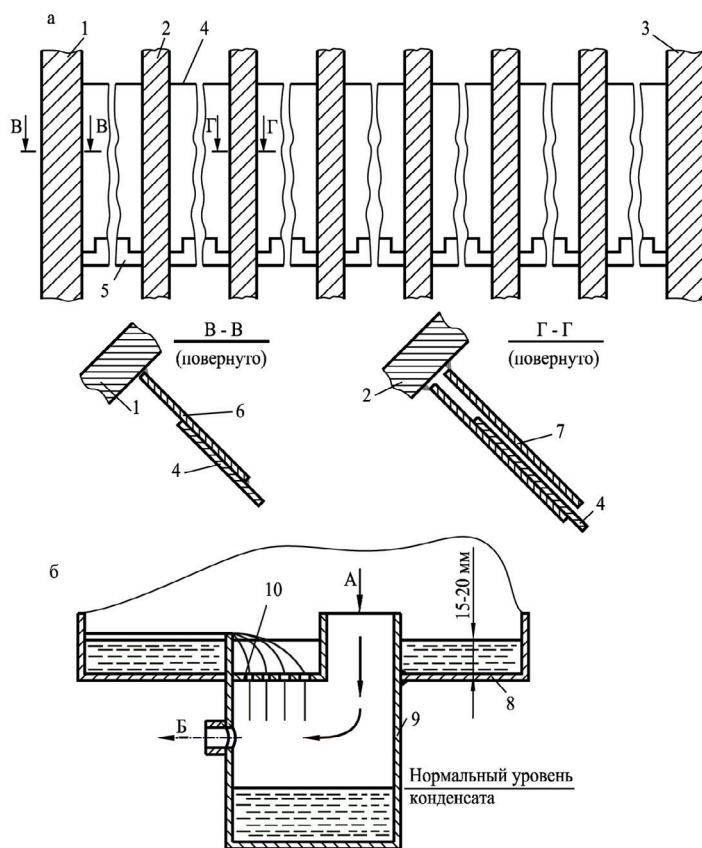


Рис. 3.6. Конструкция отдельных узлов конденсатора: *а* — установка паровых щитов; *б* — установка и схема работы деаэрационного конденсатосборника; 1 — передняя трубная доска; 2 — промежуточная перегородка; 3 — задняя трубная доска; 4 — паровой щит; 5 — вырез в паровом щите; 6 — крепление щита к трубной доске; 7 — крепление щита к промежуточной перегородке; 8 — днище конденсатора; 9 — конденсатосборник; 10 — перфорированный лист конденсатосборника; *А* — вход отработавшего пара; *Б* — на вход в воздухоохладитель

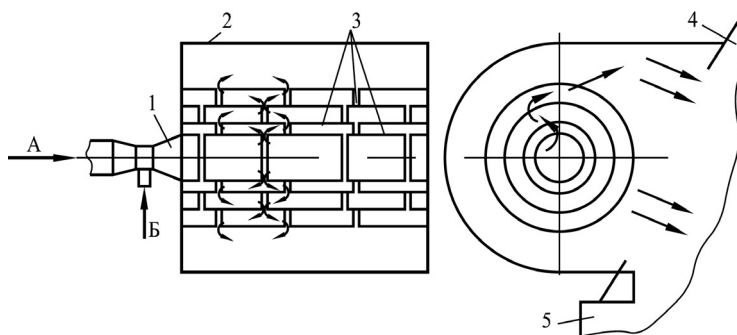


Рис. 3.7. Конструктивная схема приемно-сбросного устройства, применяемого в конденсаторах ХТЗ: 1 — увлажнитель пара; 2 — корпус; 3 — кольцевые кожухи; 4 — патрубок; 5 — конденсатор; *А* — подвод сбрасываемого пара; *Б* — подвод охлаждающего конденсата

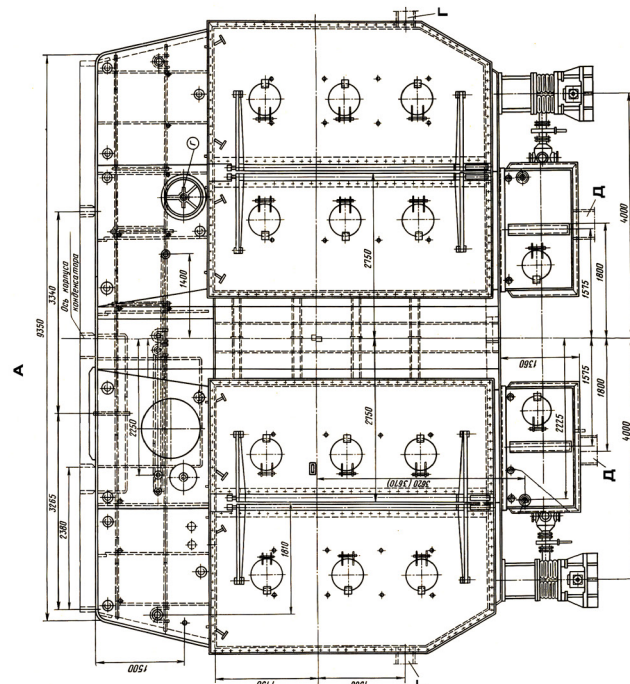


Рис. 3.8. Конденсатор 300-КЦС-3 ЛМЗ

Охлаждающие трубы завальцованы в трубные доски толщиной 28 мм и уплотнены после этого битумом или специальным резиновым покрытием. Корпус конденсатора практически прямоугольной формы сваривается при монтаже из шестнадцати отдельных блоков.

Конденсатор выполнен двухходовым с двумя отдельными потоками циркуляционной воды. Для этого каждая из передних водяных камер разделена вертикальной перегородкой. Подвод циркуляционной воды производится во внешние части корпуса, в зону, где расположен воздухоохладитель. Крышки водяных камер и трубные доски скреплены анкерными связями. Конденсатор имеет два деаэрационных конденсатосборника. Для подогрева в них конденсата используется пар из шестого отбора турбины. Конденсатор оборудован солевыми отсеками для обнаружения и улавливания конденсата, загрязненного присосами циркуляционной воды, отсеки расположены между основными трубными досками и ближайшими к ним промежуточными перегородками. На основе периодически проводимого химического анализа воды из солевых отсеков делается заключение о герметичности вальцованного соединения трубок конденсатора.

В горловине конденсатора установлен ряд вспомогательных устройств, необходимых для работы ПТУ. Два пускосбросных устройства служат для сброса пара в конденсатор при пусках и остановках турбины. Каждое устройство представляет собой трубу $\varnothing 600$ мм с большим количеством отверстий, проходя через которые пар снижает свое давление; внутри трубы помещена вторая труба $\varnothing 150$ мм, из которой через большое количество мелких сверлений распыляется конденсат, подаваемый из напорной линии конденсатных насосов. Этим достигается охлаждение сбрасываемого во внешнюю трубу пара. По двум трубопроводам, установленным в горловине, подводится обессоленная вода для подпитки водяного контура турбоустановки, деаэрация этого потока воды производится в конденсаторе. Через горловину конденсатора проходят и трубопроводы последних отборов ЦНД, из которых пар поступает в подогреватели регенеративной системы подогрева питательной воды.

Конструкции конденсаторов турбин К-800-240 ЛМЗ различных модификаций претерпели ряд существенных изменений. Первая модификация конденсационной установки одновальной турбины К-800-240-2 ЛМЗ включала в себя три корпуса, расположенные каждый под отдельным ЦНД поперек оси турбины. Каждый конденсатор двухходовой, общая поверхность охлаждения трех корпусов составляет 35025 м².

В дальнейшем завод перешел к аксиальному расположению корпусов конденсаторов. Конденсационная установка турбины К-800-240-3 ЛМЗ состоит из двух корпусов, расположенных под турбиной вдоль оси. Общая площадь поверхности охлаждения двух корпусов 41200 м². В конденсаторе применен трубный пучок с углом наклона к горизонту 3°15'.

В данной и последующих модификациях турбин конденсаторы соединены по охлаждающей воде последовательно, т. е. вода проходит через первый («холодный») корпус в один ход (два потока), а затем из промежуточной водяной камеры, соединяющей между собой корпуса, во второй корпус («теплый») тоже в один ход. Давление пара в обоих корпусах конденсаторов турбины К-800-240-3 одинаковое, т. е. секционирование по давлению не предусмотрено. В верхней части корпусов конденсаторов турбины этой модификации имеется патрубков, соединяющий между собой их паровое пространство. В нижней части корпуса также соединены по пару и конденсату. Конденсаторы двухпоточные, что позволяет отключить для ремонта и очистки трубок одну из половин корпусов конденсаторов без останова турбины (с соответствующей ее разгрузкой). При этом допустимая нагрузка турбины определяется температурой ее выхлопной части, которая не должна превышать 60 °С.

На рис. 3.9 показан конденсатор 800-КЦС-5 турбины К-800-240-5 ЛМЗ. Принципиальное отличие этих конденсаторов от предыдущей модификации заключается в секционировании каждого конденсатора по давлению пара — корпуса конденсаторов по паровой стороне не сообщаются. Последовательное включение по охлаждающей воде корпусов аксиальных конденсаторов позволило ограничить длину применяемых трубок (весьма существенное преимущество) и достаточно просто осуществить их секционирование. В первом по ходу воды корпусе установ-

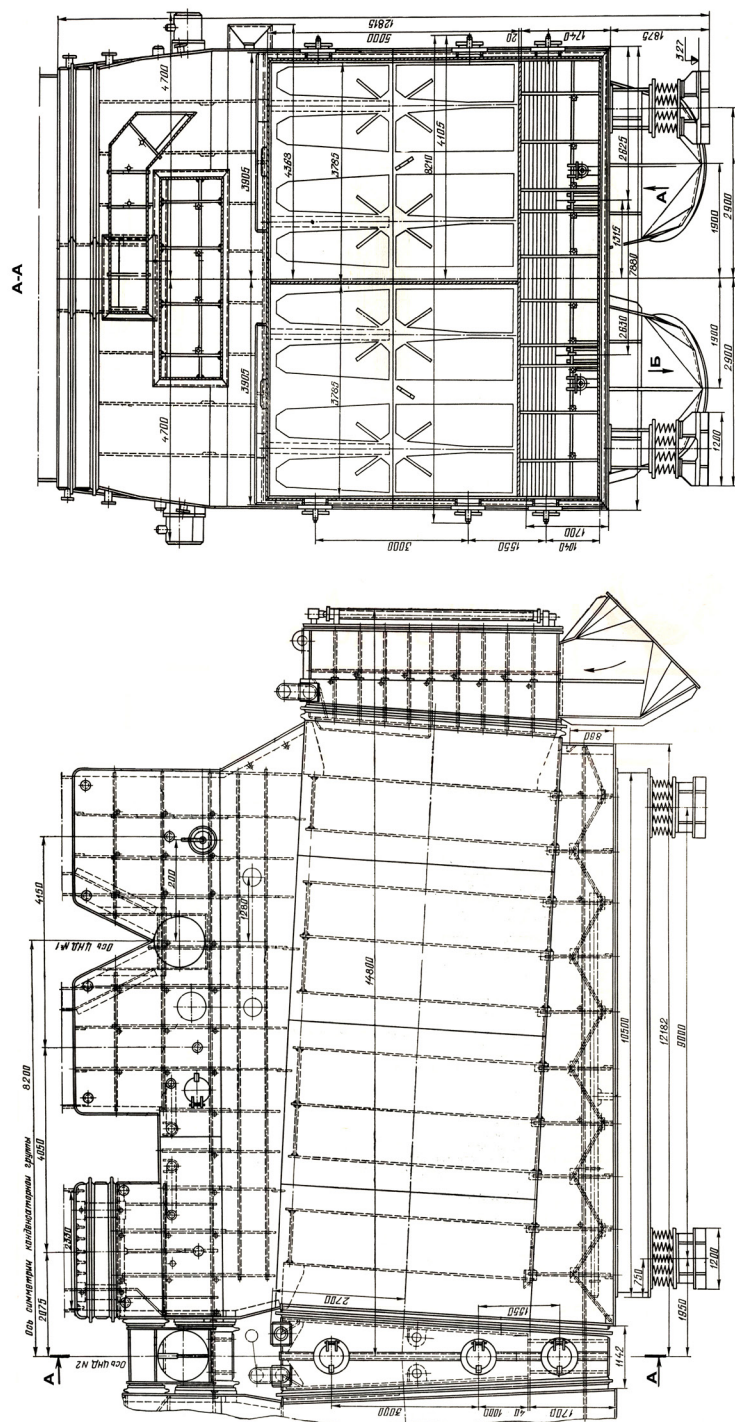


Рис. 3.9. Конденсатор 800-КІС-5 ЛМ3

ливается более низкое давление пара, чем во втором. «Холодный» корпус с более глубоким вакуумом образует первую ступень конденсации пара, а «теплый» корпус с меньшим вакуумом — вторую ступень. Среднее давление пара при этом оказывается меньше, чем при одинаковом давлении в корпусах, последовательно соединенных по охлаждающей воде. Благодаря этому удается повысить экономичность турбоустановки в целом. Каждый конденсатор группы имеет по три горловины, к которым присоединяются выхлопные патрубки трех ЦНД. Конденсат из конденсатора с более глубоким вакуумом через специальное устройство самотеком отводится в конденсатор с более высоким давлением и проходит к месту откачки конденсата из второго конденсатора в систему регенерации. Для откачки конденсата установлены три конденсатных электронасоса, один из которых является резервным.

Каждый корпус конденсатора, по условиям перевозки, делится на отдельные транспортные блоки, которые свариваются при монтаже на электростанции. Установка и развальцовка трубок в трубных досках производится после монтажа конденсатора. В целях противокоррозионной защиты детали, контактирующие с охлаждающей водой, после монтажа покрываются изолирующими материалами на основе эпоксидных или битумных составов. При этом покрытие трубных досок является дополнительным уплотнением мест соединения трубок с трубными досками.

Конденсаторы устанавливаются на пружинных опорах, рассчитанных на нагрузку от веса полностью собранных конструкций аппарата, без учета веса воды. Вес конденсата и циркуляционной воды, находящейся в конденсаторе, передается на опоры турбин и нагружает верхний пояс фундамента. Масса конденсаторной группы около 1100 т, масса циркуляционной воды в конденсаторной группе около 430 т, а воды, помещающейся в паровом пространстве при гидравлических испытаниях конденсатора — 1700 т.

Компенсация несоответствия тепловых расширений ЦНД и корпусов конденсаторов достигается применением линзовых компенсаторов, установленных на соединительных патрубках среднего ЦНД и на корпусах конденсатора около водяных камер.

В верхних частях корпусов конденсаторов, примыкающих к выхлопным патрубкам турбины (к каждому корпусу присоединяется три выходных патрубка ЦНД), размещаются паропроводы восьмого регенеративного отбора и пароприемные устройства для пара, сбрасываемого из котла через БРОУ и пусковые сепараторы в период его растопки и пуска, останова и аварийного сброса нагрузки турбины. Для охлаждения сбрасываемого пара в приемном устройстве конденсатора предусматривается подвод конденсата от напорной линии конденсатных насосов. Корпус имеет сварную конструкцию. На фланцах закрепляются только крышки водяных камер.

Конденсаторная группа имеет также устройство для отбора проб конденсата из четырех отсеков каждого корпуса с целью определения его солесодержания и для приема обессоленной воды. Расширители дренажей, устанавливаемые в нижней части корпуса конденсатора, рассчитаны на прием дренажей как из самой турбины, так и из основных трубопроводов блока при их прогреве. Уровень конденсата в конденсаторах регулируется и поддерживается электронным регулятором уровня на отметке, расположенной выше днища аппарата на 300 ± 100 мм.

Конденсаторы теплофикационных турбин УТЗ, кроме основного трубного пучка, имеют еще встроенный пучок со своими водяными камерами и независимым подводом и отводом охлаждающей (нагреваемой) воды. Поверхность теплообмена встроенного пучка обычно составляет от 15 до 25 % общей поверхности теплообмена конденсатора. Например, у конденсаторов турбин Т-110/120-130 она равна 18, турбин ПТ-135/165-130/15 — 23, турбин Т-250/300-240-2 — 24 %. Необходимость такого специально выделенного пучка определяется следующими основными соображениями.

В теплофикационных турбинах на режимах работы с тепловой нагрузкой имеет место пропуск в конденсатор пара, служащего для охлаждения ступеней ЦНД. Потери теплоты в конденсаторе на этих режимах работы могут быть сведены к минимуму или полностью исключены (в частности, использованием теплоты пара, поступающего в конденсатор, в цикле электро-

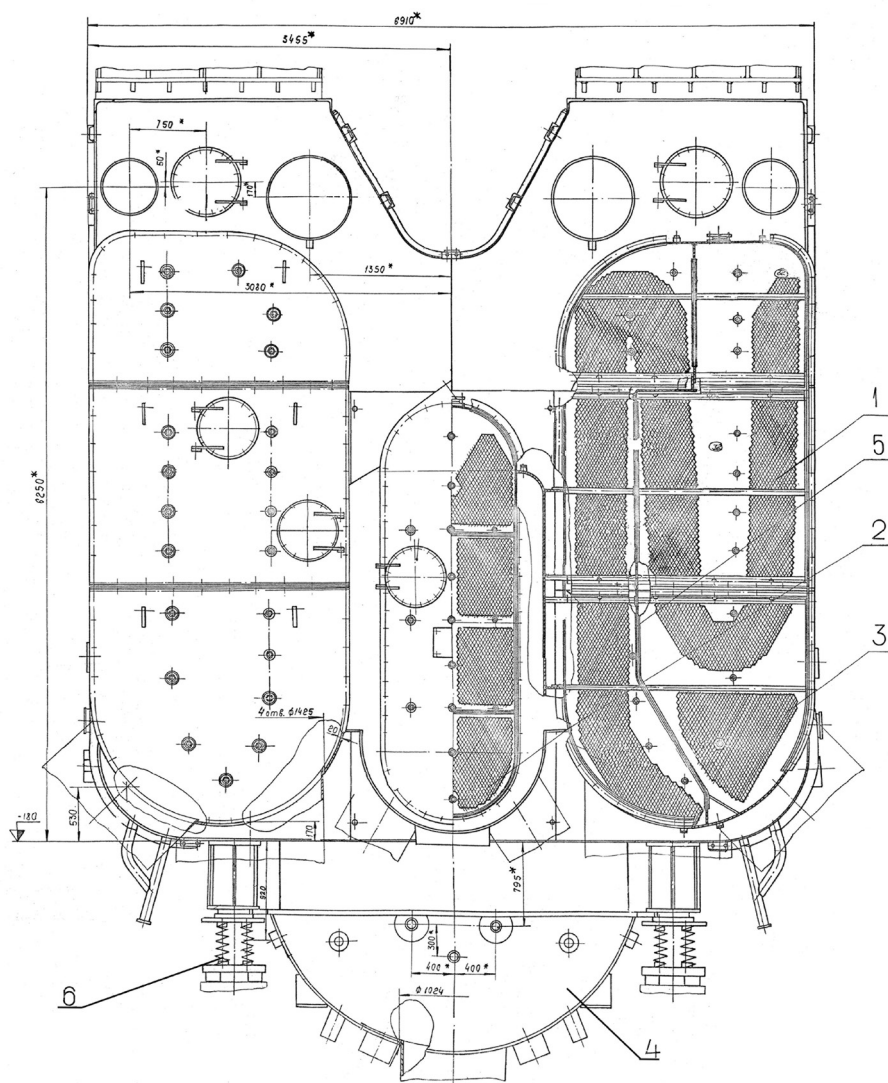


Рис. 3.10. Конденсатор К2-14000-1 УТЗ (вид сбоку со снятыми крышками основной водяной камеры и камеры встроенного пучка у половины конденсатора): 1 — основной трубный пучок, 2 — встроенный трубный пучок, 3 — воздухоохладитель, 4 — конденсатосборник, 5 — перегородка водяной камеры, делящая ее на два хода, 6 — пружинная опора

ку и дополнительно опирается на пружинные опоры. Основные трубные пучки 1 размещены симметрично относительно оси турбины; компоновка трубок в пучке ленточная с треугольной разбивкой. Воздухоохладитель 3 выделен в самостоятельный пучок (с помощью направляющих щитов по паровой стороне конденсатора). Конденсатор двухпоточный, двухходовой; перегородки 5 передних водяных камер делят трубный пучок на две части таким образом, что трубный пучок воздухоохладителя 3 охлаждается первым ходом воды.

Встроенный трубный пучок 2 расположен на оси конденсатора, имеет свои водяные камеры и индивидуальный отсос воздуха. Разбивка трубного пучка также треугольная. Основные

станции, например для подогрева обратной сетевой или подпиточной воды тепловых сетей во встроенном пучке). При работе турбины на теплофикационном режиме с ограниченным пропуском пара в конденсатор отключается подвод циркуляционной воды к основному и встроенному пучкам, а последний охлаждается сетевой или подпиточной водой. Переход с одного режима на другой производится на ходу, без останова турбины.

На режиме работы турбины с конденсационной выработкой электроэнергии в основной и встроенный трубные пучки (или только в основной пучок) поступает циркуляционная вода, а подвод сетевой воды ко встроенному пучку на этом режиме работы турбины отключен.

На рис. 3.10 в качестве примера показана конструкция конденсатора К2-14000-1 турбины Т-250/300-240-2 УТЗ. Конденсатор расположен поперек оси турбины, приварен к выходному патруб-

трубные доски конденсатора общие как для основного трубного пучка, так и для встроенного. Встроенный пучок однопоточный, четырехходовой по воде (возможен переход на двухходовой вариант). Конденсатор снабжен деаэрационным сборником конденсата.

Корпус конденсатора цельносварной, с приваренными водяными камерами. Фланцевые соединения предусмотрены только на крышках водяных камер. В первых модификациях турбины в горловину конденсатора, кроме пускосбросного устройства и подвода химически очищенной воды, был встроен подогреватель низкого давления (ПНД-1); позже завод вернулся к традиционной компоновке с вынесенным ПНД-1.

3.1.2. Аппараты системы регенеративного подогрева питательной воды

Подогреватели системы регенерации (ПВД и ПНД) должны иметь следующие показатели надежности и долговечности [148]:

- установленный срок службы не менее 30 лет;
- средний ресурс между капитальными ремонтами не менее 40000 (50000) ч;
- средняя наработка на отказ не менее 8000 (16000) ч;
- коэффициент готовности не менее 0,993 (0,996).

Подогреватели высокого давления. Подогреватели, давление нагреваемой воды в которых определяется напором питательных насосов, называются *подогревателями высокого давления*. Высокое давление питательной воды в трубных системах ПВД определяет ряд конструктивных особенностей этих теплообменников. Основным типом подогревателей высокого давления является вертикальный (за исключением ПВД для блока с турбиной К-500-60/1500) коллекторный теплообменный аппарат с поверхностью нагрева из гладких труб, свитых в плоские спирали. Горизонтально расположенные спирали соединены с помощью коллекторов в 4, 6 или 8 вертикальных колонн. Концы спиральных труб привариваются к четырем вертикальным раздающим и собирающим коллекторам. Поскольку греющий пар ПВД перегретый, в аппарате всегда имеется зона охлаждения пара (ОП), которая иногда оформляется в виде выносного теплообменника с собственным кожухом.

В табл. 3.2 приведены основные технические характеристики ПВД [13, 15], выпущенных ранее отечественной промышленностью. В табл. 3.3 приводятся технические характеристики вновь разработанных подогревателей высокого давления типа ПВД [149].

На рис. 3.11 в качестве примера показан подогреватель типа ПВ-1250-380-21. Перечень присоединений приводится ниже:

- А — вход питательной воды,
- Б — выход питательной воды,
- В — вход пара,
- Г — выход конденсата греющего пара (дренаж),
- Д — вход питательной воды в дополнительный ОП,
- К — отвод к водоуказательному прибору,
- Л — отвод к дифманометру,
- М — вход конденсата из ПВД высшей ступени,
- Н — вход воздуха из ПВД высшей ступени,
- Т — отвод воздуха из трубной системы.

Трубная система этого подогревателя состоит из шести коллекторных труб, три из которых распределяют и три собирают питательную воду. Соединение коллекторных труб с подводящим (А) и отводящим (Б) патрубками осуществляется в нижней части подогревателя с помощью специальных развилок и тройников. После входного патрубка поток воды разветвляется по раздающим коллекторам, в которых устанавливаются дроссельные шайбы, разделяющие потоки в зонах охлаждения конденсата (ОК) и охлаждения пара (ОП). Греющий пар подводится в корпус ПВД через паровой штуцер (В). Неконденсирующиеся газы отводятся в подогрева-

Таблица 3.2

**Поверхностные подогреватели высокого давления системы регенерации паровых турбин
(изготовитель — завод «Красный котельщик», г. Таганрог)**

Типоразмер подогревателя	Площадь поверхности теплообмена, м ²			Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)		Номинальный массовый расход воды, т/ч	Расчетный тепловой поток, 10 ⁶ , Вт (ккал/ч)	Максимальная температура пара, °С	Гидравлическое сопро- тивление при номиналь- ном расходе воды, МПа (м. в. ст.)	Габаритные размеры, мм		Масса, т		Типоразмер турбины и завод-изготовитель	Число подогревателей на одну турбину
	полная	зоны ОП	зоны ОК	воды в трубной системе (кгс/см ²)	пара в корпусе					Высота	Диаметр корпуса	сухого	заполненного		
Тепловые электрические станции															
ПВ-425-230-13	425	42,0	63,0	23 (230)	1,3 (13)	500	12,1 (10,4)	450	0,25 (25)	7390	1732	26,5	40,2	T-110/120-130-4 УТЗ	1
ПВ-425-230-23	425	42,0	63,0	23 (230)	2,5 (25)	550	15,1 (13,0)	530	0,25 (25)	6543	1740	28,3	42,0	То же ПТ-80/110-130/13 ЛМЗ	1
ПВ-425-230-35	425	42,0	63,0	23 (230)	3,7 (37)	550	11,4 (9,8)	500	0,25 (25)	7390	1760	32,1	45,7	P-50-130/13 ЛМЗ T-110/120-130-4 УТЗ	1
ПВ-475-230-50	477	83,0	41,5	23 (230)	5,0 (50)	600	16,9 (14,5)	416	0,42 (42)	8000	1772	38,1	53,5	ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ P-40-130/31 УТЗ	2
ПВ-550-240-17	553	—	—	24 (240)	1,7 (17)	344	—	461	0,106 (10,6)	8500	1760	32,0	48,0	P-50-130/13 ЛМЗ K-100-130/3600 ХТЗ	1
ПВ-550-240-35	553	—	—	24 (240)	3,5 (35)	324	—	357	0,098 (9,8)	8500	1760	37,8	53,8	То же	1
ПВ-775-265-13	775	82,5	92,8	26,5 (265)	1,3 (13)	700	16,8 (14,4)	449	0,25 (25)	9300	2244	56,7	85,6	K-210-130-3 ЛМЗ	1
ПВ-775-265-31	775	72,4	92,8	26,5 (265)	3,1 (31)	700	27,7 (23,8)	341	0,24 (24)	9300	2260	54,8	83,6	K-210-130-6 ЛМЗ T-180/210-130-1 ЛМЗ	1
ПВ-775-265-45	775	82,5	41,4	26,5 (265)	4,5 (45)	700	17,8 (15,3)	392	0,24 (24)	9300	2290	63,5	93,5	T-180/215-130-2 ЛМЗ	1
ПВ-760-230-14	760	84,5	95,0	23 (230)	1,4 (14)	850	24,5 (21,0)	500	0,15 (15,4)	8800	2280	60,7	88,3	T-175/210-130 УТЗ	1
ПВ-800-230-21	800	84,5	63,4	23 (230)	2,1 (21)	850	24,0 (20,6)	500	0,11 (11,3)	8800	2280	62,4	90,3	ПТ-135/165-130/15 УТЗ	1
ПВ-800-230-32	800	84,5	31,7	23 (230)	3,2 (32)	850	19,1 (16,4)	475	0,12 (12)	8800	2280	62,7	90,0	P-100-130/15 УТЗ	1
ПВ-850-285-12	908	104,0	65,0	28,5 (285)	1,2 (12)	775	13,37 (11,5)	394	0,41 (40,9)	8910	2480	79,2	108,4	K-500-166-1(2) ЛМЗ	1
ПВ-850-285-18	908	117,0	104,0	28,5 (285)	1,8 (18)	775	12,53 (10,8)	447	0,48 (48,2)	8910	2480	79,0	108,3	То же	1
ПВ-900-380-18	992	101,0	152,0	38 (380)	1,8 (18)	950	23,4 (20,1)	475	0,14 (14)	8860	2464	71,0	101,3	T-250/300-240-3 УТЗ	1
ПВ-900-380-66	980	101,0	75,0	38 (380)	6,6 (66)	950	22,3 (19,2)	390	0,14 (14)	8860	2520	88,3	119,0	То же	1

Окончание табл. 3.2

ПВ-1100-2285-38	1104	142,0	80,0	28,5 (285)	3,7 (37)	775	33,6 (28,9)	350	0,46 (46)	8980	2690	94,6	131,4	К-500-166-1(2) ЛМЗ	1
ПВ-1200-380-43	1203	125,0	188,0	38 (380)	4,3 (43)	950	40,3 (34,7)	335	0,18 (18)	8860	2680	92,1	127,1	Т-250/300-240-3 УТЗ	1
ПВ-1250-380-21	1300	124,7	187,0	38 (380)	2,1 (21)	1030	36,11 (31,0)	424	0,10 (10)	9830	2664	100,3	139,9	К-300-240-3 ЛМЗ	1
ПВ-1550-380-70	1558	152,0	152,0	38 (380)	7,0 (70)	1030	35,87 (30,8)	363	0,11 (11)	10000	2960	159,3	222,3	То же	1
ПВ-1600-380-17	1560	92,5	222,0	38 (380)	1,7 (17)	1390	21,0 (18,0)	441	0,24 (24)	10470	2860	125,2	173,0	К-800-240-5 ЛМЗ	2
ПВ-1600-380-66	1650	111,0	92,5	38 (380)	6,6 (66)	1390	42,0 (36,1)	350	0,24 (24)	10470	2940	153,1	201,3	То же	2
ПВ-1700-380-51	1678	134,0	201,0	38 (380)	5,1 (51)	1030	61,07 (52,5)	308	0,24 (24)	9400	3112	140,4	188,9	К-300-240-3 ЛМЗ	1
ПВ-2000-380-40	2135	87,0	185,0	38 (380)	4,0 (40)	1390	42,0 (36,1)	290	0,24 (24)	10470	3110	141,7	199,0	К-800-240-5 ЛМЗ	2
ПВ-2100-380-17	2100	314,0	261,0	38 (380)	1,7 (17)	1705	45,0 (38,7)	432	0,40 (40)	10650	3272	153,7	221,0	К-500-240-4 ЛМЗ	1
ПВ-1900-380-44	1898	202,0	261,0	38 (380)	4,4 (44)	1625	—	304	0,46 (46,3)	9715	3312	160,7	243,7	То же	1
ПВ-2100-380-61	2100	314,0	139,2	38 (380)	6,1 (61)	1504	44,0 (37,8)	347	0,33 (33)	10650	3360	204,9	272,4	То же	1
ПВ-2500-380-15	2505	235,0	250,0	38 (380)	1,6 (16)	1830	57,6 (49,5)	450	0,32 (32,6)	13750	3272	200,5	293,0	К-1200-240 ЛМЗ	2
ПВ-2500-380-37	2531	141,0	270,0	38 (380)	3,6 (36)	1830	79,5 (68,4)	295	0,25 (24,9)	13750	3310	228,2	319,2	То же	2
ПВ-2500-380-61	2579	188,0	121,0	38 (380)	6,0 (60)	1830	68,8 (59,2)	355	0,25 (25,5)	13750	3360	280,0	371,3	То же	2

Атомные электрические станции															
ПВ-1600-92-15-2А	1548	—	332,0	9,2(92)	1,24 (12,4)	1460	37,8 (32,5)	188,6	0,2(20)	10600	2672	93,0	138,0	К-220-44 ХТЗ	1
ПВ-1600-92-20-2А	1548	—	332,0	9,2(92)	1,87 (18,7)	1460	30,7 (26,4)	207,9	0,2(20)	10600	2672	92,8	137,9	То же	1
ПВ-1600-92-30-2А	1548	—	332,0	9,2(92)	2,72 (27,2)	1460	31,2 (26,8)	227,3	0,2(20)	10600	2672	92,7	137,7	То же	1
ПВ-2500-97-10А	2500	—	364,0	9,7(97)	1,04 (10,4)	3266	187,2 (161)	184,7	0,2(20)	14090	3272	159,7	254,7	К-1000-60/1500 ХТЗ	1
ПВ-2500-97-18А	2500	—	364,0	9,7(97)	1,75 (17,5)	3266	211,6 (182)	216,0	0,2(20)	14090	3272	159,6	254,6	То же	1(2)
ПВ-2500-97-28А	2500	—	364,0	9,7(97)	2,8 (28)	3266	237,5 (204)	230,9	0,2(20)	14090	3300	175,6	270,6	То же	1(2)

Примечание. Буквенное обозначение в типоразмере аппаратов: П — подогреватель, В — высокого давления; первая группа цифр — поверхность теплообмена, м²; вторая группа цифр — расчетное давление воды в трубной системе, кг/см²; третья группа цифр — расчетное давление пара в корпусе, кг/см².

Таблица 3.3

Технические характеристики подогревателей высокого давления типа ПВД

Типоразмер подогревателя	Номинальный массовый расход воды, т/ч	Расчетные (максимальные) параметры			Расчетный тепловой поток, 10^6 , Вт (ккал/ч), $\pm 15\%$	Гидравлическое сопротивление, МПа $\pm 0,05$	Площадь поверхности теплообмена, m^2			Габаритные размеры, мм		Масса, т, $\pm 5\%$	
		Давление воды в трубной системе, МПа	Давление пара в корпусе, МПа	Температура пара, $^{\circ}C$			полная	зоны ОП	зоны ОК	Высота ± 50 мм	Наружный диаметр	сухого	заполненного водой
ПВД-375-23-2,5-1	365	23,0	2,50	300	9,7	0,23	262,7	19,1	28,7	6995	1542	18,9	26,84
ПВД-375-23-3,5-1	365	23,0	3,50	410	11,3	0,24	262,7	19,1	28,7	6995	1550	20,6	28,63
ПВД-375-23-5,0-1	365	23,0	5,00	450	11,1	0,24	262,7	19,1	28,7	6995	1568	23,1	31,01
ПВД-550-230-25	550	22,6	2,45	450	12,8	0,20	450,0	48,0	72,0	9000	1540	27,9	37,50
ПВД-550-230-35	550	22,6	5,43	450	20,7	0,20	450,0	48,0	72,0	9000	1550	30,0	39,60
ПВД-550-230-50	550	22,6	4,90	450	19,3	0,20	450,0	48,0	48,0	9000	1568	33,1	42,70
ПВД-550-23-2,5-1	550	23,0	2,50	450	12,8	0,20	450,0	48,0	72,0	8330	1540	26,2	26,20
ПВД-550-23-3,5-1	550	23,0	3,50	450	20,7	0,20	450,0	48,0	72,0	8330	1550	29,2	39,20
ПВД-550-23-5,0-1	550	23,0	5,00	450	19,3	0,20	450,0	48,0	48,0	8330	1568	32,2	42,20
ПВД-650-23-2,5	650	23,0	2,50	450	18,5	0,30	506,7	47,8	47,8	9070	1540	31,2	42,00
ПВД-650-23-3,5	650	23,0	3,50	360	26,8	0,30	506,7	47,8	47,8	9070	1550	32,4	43,10
ПВД-650-23-5,0	650	23,0	5,00	400	21,8	0,30	506,7	47,8	47,8	9070	1568	34,7	45,50
ПВД-850-23-1,5	850	23,0	1,50	480	26,6	0,15	738,7	38,2	89,2	9815	2044	48,8	71,90
ПВД-850-23-3,5	850	23,0	3,50	350	33,4	0,20	738,7	38,2	89,2	9815	2064	57,2	80,30
ПВД-850-23-5,0	850	23,0	5,00	405	23,0	0,20	738,7	38,2	89,2	9815	2090	64,4	87,50
ПВД-1100-37-2,0	1100	37,0	2,00	450	44,6	0,23	1017,0	185,8	146,7	10400	2660	81,0	112,80
ПВД-1100-37-4,5	1100	37,0	4,50	310	58,4	0,21	1105,0	—	146,7	10300	2710	98,0	134,20
ПВД-1100-37-7,0	1100	37,0	7,00	375	36,3	0,28	1037,0	107,8	88,0	10400	2760	118,2	160,00
ПВД-1300-37-2,0	1300	37,0	2,00	445	56,6	0,25	1203,0	185,8	146,7	11400	2660	89,0	124,00
ПВД-1300-37-4,5	1300	37,0	4,50	290	76,9	0,23	1262,0	—	146,7	11400	2710	107,2	147,30
ПВД-1300-37-7,0	1300	37,0	7,00	350	56,5	0,35	1223,0	107,6	88,0	11400	2760	130,0	170,20

Примечание. Буквенное обозначение в типоразмере аппаратов: П — подогреватель, ВД — высокого давления; первая группа цифр — номинальный массовый расход воды, т/ч; вторая группа цифр — расчетное давление воды в трубной системе, МПа, третья группа цифр — расчетное давление пара в корпусе, МПа.

тель с более низким давлением пара по специальной трубе, установленной в зоне конденсации пара (КП) над верхним днищем кожуха зоны ОК.

Основными узлами подогревателя являются корпус и трубная система. Корпус состоит из верхней съемной части, свариваемой из цилиндрической обечайки, штампованного днища с фланцем и нижней несъемной части (днище, фланец, опора). Все элементы корпуса выполняются из качественной углеродистой стали 20К или низкоуглеродистой. Трубная система включает в себя плоские спиральные трубы поверхности нагрева, коллекторные трубы, перегородки, кожухи ОП и ОК.

На рис. 3.11 показана также схема движения потока воды в подогревателе. После входного патрубка поток питательной воды разветвляется по раздающим коллекторам. Диафрагмы, установленные в этих коллекторах, разделяют потоки в зонах охладителя конденсата и пара.

После нагрева части потока питательной воды в зоне охладителя конденсата происходит смешение его с основным потоком питательной воды. Весь поток питательной воды направляется в собирающие коллекторы, откуда одна часть его поступает в выходной патрубок непосредственно, а другая — пройдя через трубы охладителя пара.

Греющий пар подводится в корпус подогревателя через паровой патрубок. При нижнем подводе паровая труба, соединяющая этот патрубок с охладителем пара, помещается в отдельном кожухе, защищающем ее от переохлаждения. Спиральные элементы теплообменной поверхности охладителя конденсата и пара располагаются в специальных кожухах, в которых с помощью системы промежуточных перегородок в межтрубном пространстве создается направленное движение потоков пара и конденсата.

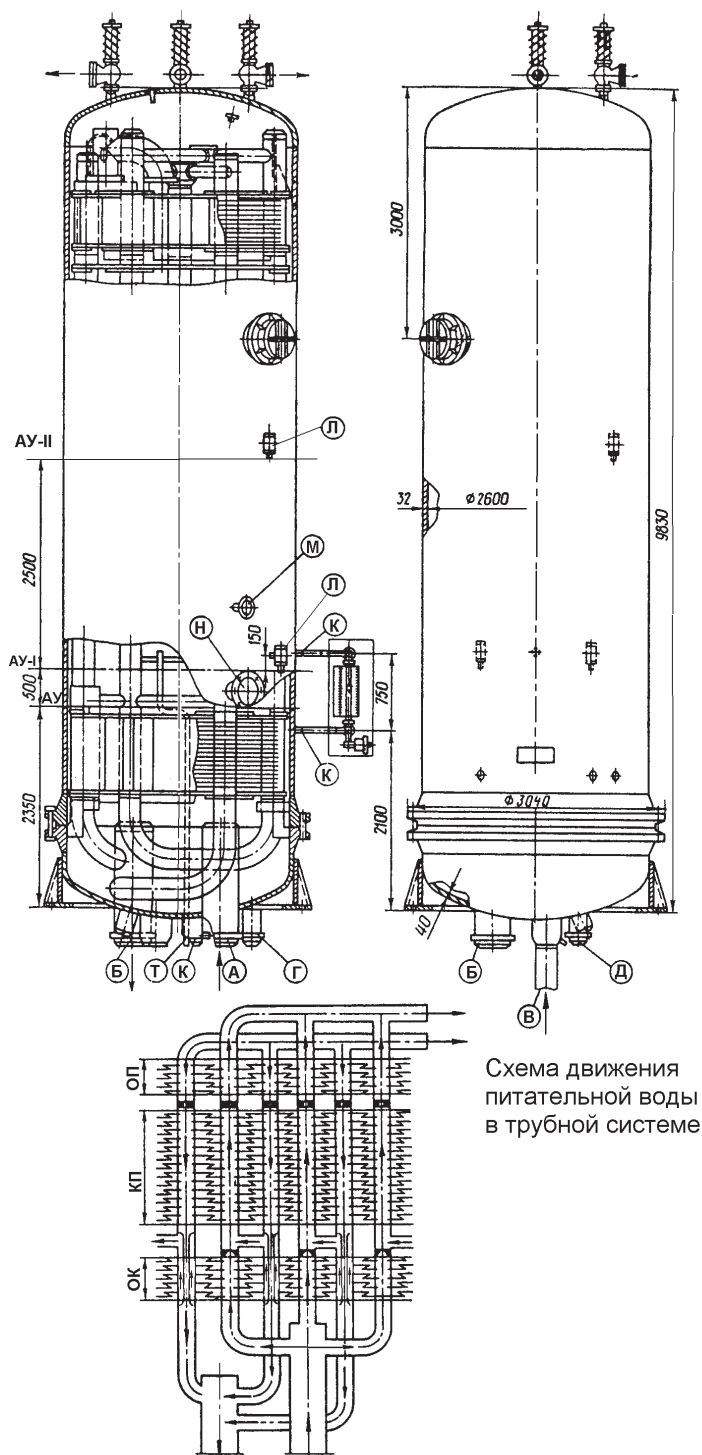


Схема движения
питательной воды
в трубной системе

Рис. 3.11. Подогреватель высокого давления ПВ-1250-380-21

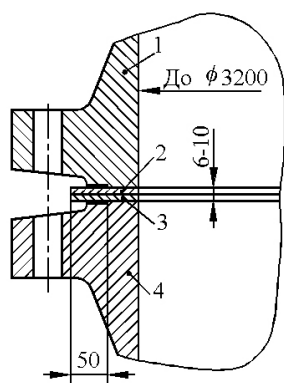


Рис. 3.12. Мембранное соединение фланцевого разъема ПВД:
1 — фланец корпуса;
2, 3 — мембраны;
4 — днище

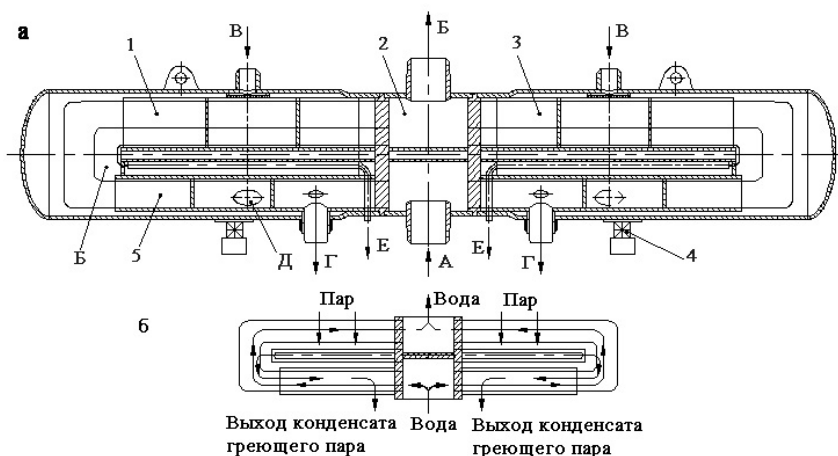


Рис. 3.13. Подогреватель высокого давления ПВ-2000-120-17А:

а — общий вид, б — схема движения теплоносителей; 1 — корпус с трубной системой (левая часть), 2 — промежуточная водяная камера, 3 — корпус с трубной системой (правая часть), 4 — опора подвижная, 5 — поверхность охладителя конденсата; А — вход питательной воды, Б — выход питательной воды, В — вход греющего пара, Г — выход конденсата греющего пара, Д — вход конденсата из подогревателя более высокого давления, Е — отвод паровоздушной смеси

В корпусе охладителя пара перегретый пар омывает трубный пучок в несколько ходов и передает питательной воде теплоту перегрева. Из охладителя пара поток поступает в подогреватель и распределяется по всей высоте его поверхности. Конденсат пара с помощью перегородок, установленных в межтрубном пространстве, отводится за пределы трубного пучка и вдоль стенок корпуса стекает в охладитель конденсата. Над верхним днищем кожуха охладителя устанавливается специальная перфорированная труба, через которую из подогревателя отводятся неконденсирующиеся газы.

Герметичность фланцевого разъема между верхней и нижней частями корпуса обеспечивается за счет применения специальных мембран (рис. 3.12), которые привариваются к фланцам корпуса, а затем свариваются между собой. При разборке аппарата наружный круговой сварной шов по торцам мембран удаляется газовой резкой или наждачным кругом. Данное соединение выдерживает пять-шесть разборок.

На рис. 3.13 показана конструкция горизонтального ПВД камерного типа (ПВ-2000-120-17А). Поверхность теплообмена этого подогревателя представляет собой два отдельных, направленных в противоположные стороны пучка. В центре корпуса расположена общая цилиндрическая водяная камера с двумя трубными досками.

В подогревателе отсутствует охладитель пара, а поверхность охладителя конденсата выделена в нижней части трубных пучков. Греющий пар поперечным потоком омывает горизонтально расположенные трубки и конденсируется на их поверхности. Конденсат пара отводится в кожух охладителя конденсата, где передает теплоту питательной воде при продольно-встречном омывании трубок.

Подогреватели низкого давления. Подогреватели, давление нагреваемой воды в которых определяется напором конденсатных насосов, называются *подогревателями низкого давления*. Поверхностные подогреватели низкого давления — это аппараты камерного типа, преимущественно вертикального исполнения, с трубной системой из гладких U-, П-образных или прямых трубок, концы которых развальцованы (или развальцованы и приварены) в трубных досках. Число ходов воды в трубной системе чаще 4, реже 2 или 6.

Конструктивная схема подогревателя должна обеспечить наиболее полное использование теплоты греющего пара, который может быть перегретым или насыщенным. В зависимости от этого можно выделить две или три зоны передачи теплоты. При охлаждении перегретого пара в подогревателе можно выделить участок поверхности, где температура стенки выше температуры насыщения греющего пара, — охладитель пара (ОП). Конструктивно охладитель пара может как располагаться внутри подогревателя, так и выделяться в отдельный теплообменник. Основное количество теплоты греющего пара передается в зоне конденсации (КП — собственно подогреватель). В ряде случаев для более полного использования теплоты выделяется зона охлаждения конденсата греющего пара — охладитель конденсата (ОК), который может находиться в одном корпусе с поверхностью зоны конденсации или выделяться в отдельный теплообменник. Во всех регенеративных подогревателях поверхностного типа применяются трубки из медных сплавов или нержавеющей стали. Движение нагреваемой воды происходит внутри трубок, а греющего пара — в межтрубном пространстве.

В табл. 3.4 приведены основные технические характеристики выпускаемых подогревателей низкого давления [13, 15]. Ниже представлены некоторые типовые конструкции ПНД.

На рис. 3.14 показан подогреватель ПН-400-26-7-II, основные конструктивные особенности которого сохраняются в подогревателях типов ПН-100-16-4-III, ПН-130-16-10-II, ПН-250-16-7-II, ПН-250-16-7-III, ПН-250-16-7-IV, ПН-400-26-2-IV, ПН-400-26-8-V. Ниже приведен перечень присоединений для подогревателей низкого давления:

- А — вход питательной воды (основного конденсата),
- Б — выход питательной воды (основного конденсата),
- В — вход греющего пара,
- Г — выход конденсата (дренажа),
- Д — подвод конденсата (дренажа),
- Ж — отвод парогазовой смеси,
- И — отвод к указателю уровня.

Поверхность нагрева этого подогревателя включает 1452 U-образные трубки, концы которых закреплены в трубной доске, установленной между фланцами водяной камеры и корпуса. К водяной камере приварены патрубки подвода и отвода основного конденсата (А и Б). Внутри водяной камеры для компенсации нагрузки на трубные доски, вызванной разностью давлений основного конденсата и греющего пара, имеются анкерные связи, соединяющие трубные доски с крышками водяных камер. Там же устанавливаются перегородки для разделения потока воды на четыре хода.

Подвод греющего пара осуществляется через паровой патрубок (В) (см. рис. 3.14), против которого установлен отбойный щит, связанный с каркасом трубной системы. Для улучшения условий передачи теплоты в корпусе установлены перегородки, обеспечивающие трехходовое поперечное движение пара. Отвод конденсата греющего пара (Г) производится из нижней части корпуса. Из зоны на уровне конденсата греющего пара через перфорированную полукольцевую трубу осуществляется отвод неконденсирующихся газов и воздуха (Ж). Для контроля уровня конденсата в корпусе и его регулирования в нижней части аппарата имеются штуцеры присоединения водомерного стекла и импульсных трубок регулятора. Обычно уровень конденсата в корпусе ПНД не превышает 1000 мм. К недостаткам конструкции этого подогревателя следует отнести возможность заливания конденсатом нижних рядов трубок и ввод конденсата греющего пара из вышестоящих подогревателей через перфорированную трубу под уровень конденсата, что затрудняет удаление неконденсирующихся газов из корпуса и вызывает колебание уровня воды в нем.

На рис. 3.15 показан подогреватель ПН-550-26-7-I, конструкция которого идентична конструкциям подогревателей типов ПН-350-16-7-I, ПН-350-16-7-II, ПН-350-16-7-III, ПН-550-26-7-II, ПН-550-26-7-III и ПН-550-26-7-IV.

Основными особенностями конструкции этой группы аппаратов являются размещение в центральной части трубного пучка поверхности нагрева первого и второго, а по периферии

Таблица 3.4

Поверхностные подогреватели низкого давления системы регенеративного подогрева питательной воды паровых турбин

Типоразмер подогревателя	Площадь поверхности теплообмена, м ²			Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)		Номинальный расход воды, т/ч	Расчетный тепловой поток, 10 ⁶ , Вт (ккал/ч)	Максимальная температура пара, °С	Гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды, МПа (м вод. ст.)	Габаритные размеры, мм		Масса, т		Типоразмер турбины и завод-изготовитель	Число подогревателей на одну турбину	Завод – изготовитель
	полная	зоны ОП	зоны ОК	воды в трубной системе	пара в корпусе					Высота	Диаметр корпуса	сухого	заполненного			
Тепловые электрические станции																
ПН-100-16-4-Шсв	100	—	—	1,6 (16)	0,4 (4)	260	1,6 (1,4)	240	0,03 (3,0)	3645	1020	3,4	5,6	Т-110/120-130-4 УТЗ К-210-130-3 ЛМЗ	1	СЗЭМ
ПН-130-16-10-П	130	—	—	1,6 (16)	1,0 (10)	230	7,3 (6,3)	400	0,09 (9,0)	4680	1020	3,9	7,0	ПТ-80/100-130/13 УТЗ	2	СЗЭМ
ПН-200-16-7-І	200	—	—	1,6 (16)	0,7 (7)	350	10,2 (8,8)	240	0,07 (7,0)	4820	1224	6,0	10,6	К-500-166-2 ЛМЗ ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ	2 2	СЗЭМ
ПН-200-16-7-П	200	—	—	1,6 (16)	0,7 (7)	350	10,2 (8,8)	240	0,07 (7,0)	4500	1224	5,2	9,6	Т-110/120-130-4 УТЗ	2	СЗЭМ
ПН-250-16-7-Псв	250	—	—	1,6 (16)	0,7 (7)	400	11,6 (10,0)	425	0,042 (4,2)	5588	1224	6,7	12,1	К-210-130-3 ЛМЗ ПТ-135/165-130/15 УТЗ	2 1	СЗЭМ
ПН-250-16-7-Шсв	250	—	—	1,6 (16)	0,7 (7)	400	11,6 (10,0)	400	0,1 (10,0)	5275	1224	6,8	11,7	Т-110/120-130-4 УТЗ	1	СЗЭМ
ПН-250-16-7-ІVсв	250	—	—	1,6 (16)	0,7 (7)	400	11,6 (10,0)	400	0,1 (10,0)	5275	1224	6,5	11,4	Т-110/120-130-4 УТЗ	3	СЗЭМ
ПН-350-16-7-І	352	24	—	1,6 (16)	0,7 (7)	575	24,0 (20,6)	400	0,058 (5,8)	5827	1424	10,2	17,6	К-210-130-3 ЛМЗ ПТ-135/165-130/15 УТЗ Т-180/210-130/1 ЛМЗ	1	СЗЭМ
ПН-350-16-7-П	351	—	29	1,6 (16)	0,7 (7)	575	17,1 (14,7)	400	0,054 (5,4)	5827	1424	10,8	17,4	К-210-130-3 ЛМЗ ПТ-135/165-130/15 УТЗ	1	СЗЭМ
ПН-350-16-7-Ш	350	—	—	1,6 (16)	0,7 (7)	490	24,3 (20,9)	400	0,0495 (4,95)	5827	1424	10,4	17,8	Т-180/210-130-1 ЛМЗ	3	СЗЭМ
ПН-400-26-7-І	478	98	—	2,6 (26)	0,7 (7)	750	20,9 (18,0)	400	0,1 (10,0)	6043	1624	13,7	23,4	Т-250/300-240-3 УТЗ	1	СЗЭМ
ПН-400-26-7-П	400	—	—	2,6 (26)	0,7 (7)	750	26,7 (23,0)	400	0,045 (4,5)	5655	1624	12,3	21,9	ПТ-135/165-130/15 УТЗ Т-250/300-240-3 УТЗ	2 3	СЗЭМ

Продолжение табл. 3.4

ПН-400-26-2-IV	400	—	—	2,6 (26)	0,2 (2)	750	15,7 (13,5)	300	0,045 (4,5)	5655	1624	12,5	23,1	То же	1	СЗЭМ
ПН-400-26-8-V	400	—	—	2,6 (26)	0,8 (8)	750	26,8 (23,0)	400	0,045 (4,5)	5655	1624	12,3	21,8	ПТ-135/165-130/15 УГЗ	2	СЗЭМ
ПН-550-26-7-I нж	580	—	—	2,6 (26)	0,7 (7)	780	23,8 (20,5)	370	0,051 (5,1)	6450	1632	18,2	31,8	Т-175/210-130 УГЗ К-300-240-3 ЛМЗ	1	ТКЗ
ПН-550-26-8-Пнж	580	—	28	2,6 (26)	0,7 (7)	780	26,3 (22,6)	320	0,051 (5,1)	6730	1632	19,0	33,1	Т-175/210-130 УГЗ К-300-240-3 ЛМЗ	1	ТКЗ
ПН-550-26-7- II нж	580	—	—	2,6 (26)	0,7 (7)	660	31,6 (27,2)	330	0,041 (4,1)	6450	1632	18,3	32,0	Т-175/210-130 УГЗ К-300-240-3 ЛМЗ	1	ТКЗ
ПН-550-26-2- IV нж	580	—	—	2,6 (26)	0,2 (2)	660	19,4 (16,7)	223	0,041 (4,1)	6450	1632	18,2	32,0	К-300-240-3 ЛМЗ	1	ТКЗ
ПН-850-25-6-I	857	135	—	2,5 (25)	0,6 (6)	1310	32,8 (28,2)	350	0,125 (12,5)	7870	1832	25,0	50,0	К-500-240-4 ЛМЗ	1	ТКЗ
ПН-1100-25-6-I	1017	161	98	2,5 (25)	0,6 (6)	1310	43,5 (37,4)	350	0,113 (11,3)	7950	2040	35,0	60,0	К-500-166-2 ЛМЗ	1	ТКЗ
ПН-1100-23-5- III нж	1165	—	—	2,3 (23)	0,5 (5)	1210	—	—	0,05 (5,0)	7750	2040	30,5	52,1	То же	1	ТКЗ
ПН-1100-23-5- II нж	1022	—	—	2,3 (23)	0,5 (5)	1210	—	—	0,5 (5,0)	7750	2040	31,0	52,3	То же	1	ТКЗ
ПН-1100-3-5-III нж	1177	117	54	2,3 (23)	0,5 (5)	1350	—	—	0,09 (9,0)	8300	2040	31,8	55,9	То же	1	ТКЗ
ПН-1900-32-7-I	1940	—	—	3,2 (32)	0,6 (6)	1940	65,5 (56,3)	310	0,065 (6,5)	8970	2650	48,4	90,3	К-800-240-5 ЛМЗ	1	ТКЗ
ПН-1900-32-7-II	1940	—	—	3,2 (32)	0,6 (6)	1937	69,9 (60,1)	310	0,069 (6,9)	8970	2650	49,4	91,3	То же	1	ТКЗ
ПН-2300-25-7-IV	2395	—	—	2,5 (25)	0,7 (7)	2425	70,9 (61,0)	200	0,07 (7,0)	9455	2852	61,8	82,7	К-1200-240 ЛМЗ	1	ТКЗ
ПН-2300-25-7-V	2398	—	—	2,5 (25)	0,7 (7)	2425	78,1 (67,2)	200	0,074 (7,4)	9455	2852	61,3	82,1	То же	1	ТКЗ
ПН-2300-25-7-I	2395	—	350	2,5 (25)	0,7 (7)	2842	79,4 (68,3)	280	0,089 (8,9)	8800	2852	61,3	108,7	К-1200-240 ЛМЗ	1	ТКЗ
ПН-2300-25-7-II	2300	405	196	2,5 (25)	0,7 (7)	2842	74,1 (63,7)	220	0,118 (11,8)	9150	2852	60,7	105,9	То же	1	ТКЗ
ПН-2300-25-7-III	2395	—	—	2,5 (25)	0,7 (7)	2842	70,9 (61,0)	150	0,089 (8,9)	8800	2852	61,7	108,4	То же	1	ТКЗ
Атомные электрические станции																
ПН-800-29-7-IA	750	—	—	2,9 (29)	0,7 (7)	750	20,9 (18,0)	200	0,041 (4,1)	7500	1832	22,7	40,3	К-200-44 XTЗ	1	СЗЭМ
ПН-800-29-7-ПА	800	—	—	2,9 (29)	0,7 (7)	780	36,3 (31,2)	200	0,036 (3,6)	7515	1824	19,9	36,1	То же	1	СЗЭМ

Окончание табл. 3.4

Типоразмер подогревателя	Площадь поверхности теплообмена, м ²			Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)		Номинальный расход воды, т/ч	Расчетный тепловой поток, 10 ⁶ , Вт (ккал/ч)	Максимальная температура пара, °С	Гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды, МПа (м вод. ст.)	Габаритные размеры, мм		Масса, т		Типоразмер турбины и завод-изготовитель	Число подогревателей на одну турбину	Завод – изготовитель
	полная	зоны ОП	зоны ОК	воды в трубной системе	пара в корпусе					Высота	Диаметр корпуса	сухого	заполненного			
ПН-800-29-7-IIIА	800	—	—	2,9 (29)	0,7 (7)	950	22,2 (19,1)	200	0,045 (4,5)	7515	1824	19,6	35,9	То же	1	СЗЭМ
ПН-800-29-7-IVА	800	—	—	2,9 (29)	0,7 (7)	950	33,7 (29,0)	200	0,046 (4,6)	7515	1824	19,6	35,9	То же	1	СЗЭМ
ПН-800-29-7-VA	800	—	—	2,9 (29)	0,7 (7)	1050	23,7 (20,4)	200	0,050 (5,0)	7490	1824	19,5	35,7	То же	1	СЗЭМ
ПН-950-42-8-A	950	—	—	4,2 (42)	0,8 (8)	1260	22,9 (19,7)	170	0,0147 (1,47)	9325	2032	36,1	70,7	K-500-65/3000-2 XT3	2	ТКЗ
ПН-1200-25-6-IA	1180	—	—	2,5 (25)	0,6 (6)	1121	34,7 (29,8)	200	0,040 (4,0)	9640	2050	47,5	81,0	K-1000-60/1500 XT3	3	ТКЗ
ПН-1200-25-6-IIА	1215	—	—	2,5 (25)	0,6 (6)	1335	43,5 (37,4)	200	0,040 (4,0)	9653	2050	47,0	76,5	То же	3	ТКЗ
ПН-1200-42-4-IA	1200	—	—	4,2 (42)	0,4 (4)	1521	37,9 (32,4)	150	0,0216 (2,16)	10540	2632	46,5	70,0	K-750-65/3000 XT3	2	ТКЗ
ПН-1800-42-8-IA	1800	—	—	4,2 (42)	0,8 (8)	2520	45,1 (38,8)	170	0,059 (5,9)	9430	2632	62,5	114,0	K-500-65/3000-2 XT3	1	ТКЗ
ПН-1800-42-8-IIА	1800	—	—	4,2 (42)	0,8 (8)	2520	48,0 (41,3)	195	0,06 (6,0)	9430	2632	61,4	110,0	То же	1	ТКЗ
ПН-1800-42-8-IIIА	1800	—	—	4,2 (42)	0,5 (5)	2520	76,2 (65,5)	170	0,06 (6,0)	9430	2632	61,6	110,0	То же	1	ТКЗ
ПН-1800-42-8-IVА	1800	—	—	4,2 (42)	0,8 (8)	2520	66,0 (56,8)	170	0,061 (6,1)	9430	2632	61,4	110,0	То же	1	ТКЗ
ПН-1900-42-4-IA	1900	—	—	4,2 (42)	0,4 (4)	2642	118,3 (102)	145	0,021 (2,1)	10280	3254	69,9	95,0	То же	1	ТКЗ
ПН-1900-42-4-IIА	1900	—	—	4,2 (42)	0,4 (4)	2947	79,2 (68,1)	145	0,026 (2,6)	10280	3254	68,2	95,0	То же	1	ТКЗ
ПН-1900-42-13-IIIА	1900	—	—	4,2 (42)	1,3 (13)	2947	89,8 (77,2)	190	0,025 (2,5)	10280	3280	69,4	95,0	То же	1	ТКЗ

ПН-1900-42-13-1А	1900	—	—	4,2 (42)	1,3 (13)	3785	70,8 (60,9)	190	0,039 (3,9)	10280	3280	70,0	95,0	K-500-65/3000-2 ХТЗ	1	ТКЗ
ПН-3000-25-16-1А	3000	—	—	2,5 (25)	1,6 (16)	4005	176,5 (152)	200	0,0316 (3,16)	10642	3060	98,9	165,0	K-1000-60/1500 ХТЗ	1	ТКЗ
ПН-3000-25-16-1А	3000	—	—	2,5 (25)	1,6 (16)	5214	115,8 (99,6)	200	0,0495 (4,95)	10642	3060	99,3	165,0	То же	1	ТКЗ
ПН-3200-30-16-1А	3200	—	—	3,0 (30)	1,6 (16)	3896	90,2 (77,6)	200	0,0284 (2,84)	11000	3480	121,2	200,0	То же	3	ТКЗ
ПН-3200-30-16-1А	3200	—	—	3,0 (30)	1,6 (16)	5150	123,3 (106)	200	0,056 (5,6)	11000	3480	121,3	200,0	То же	1	ТКЗ

Примечание. Буквенное обозначение в типоразмере аппаратов: П — подогреватель, Н — низкого давления; первая группа цифр — поверхность теплообмена, м²; вторая группа цифр — расчетное давление воды в трубной системе, кг/см²; третья группа цифр — расчетное давление пара в корпусе, кг/см².

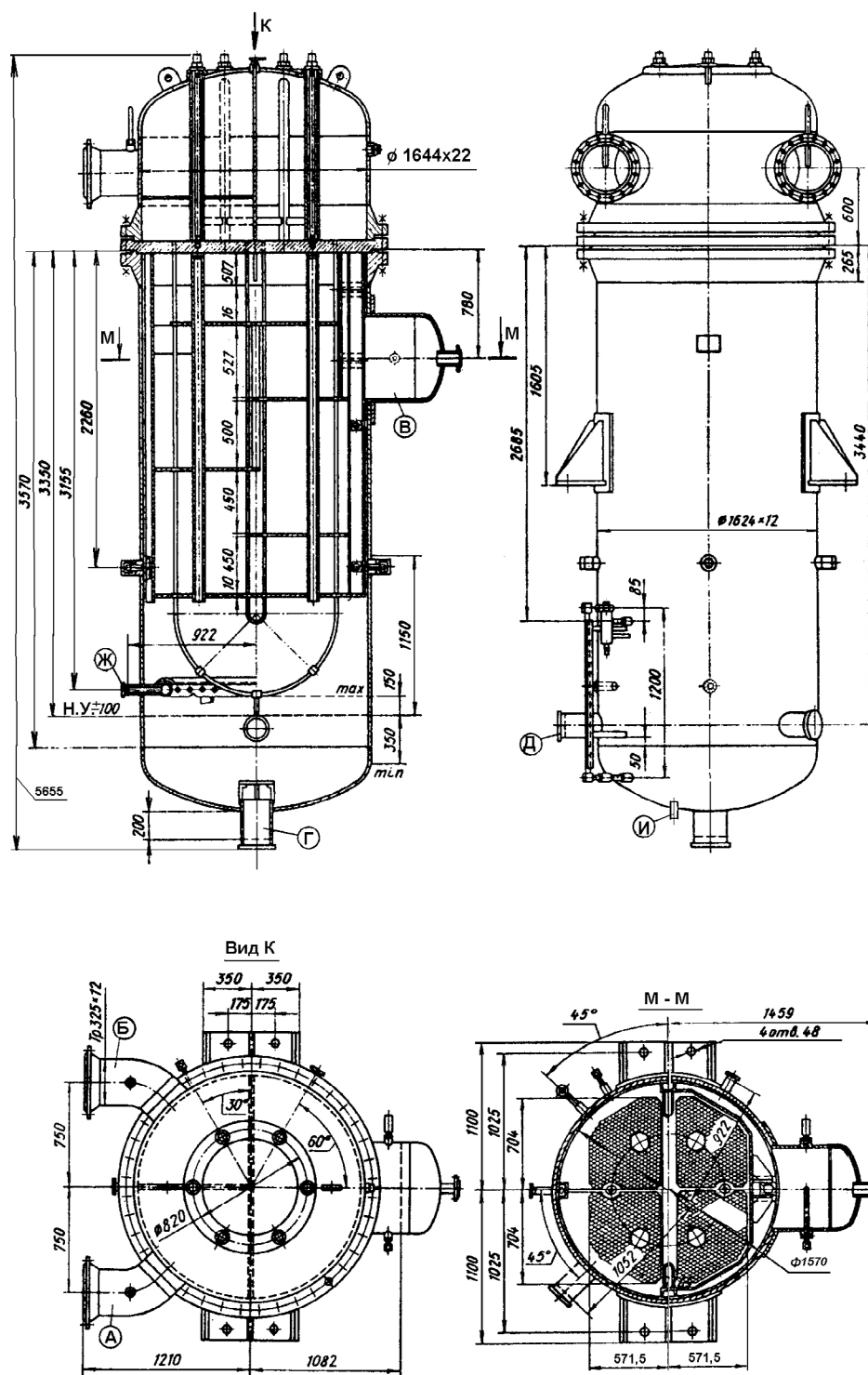


Рис. 3.14. Подогреватель низкого давления ПН-400-26-7-II

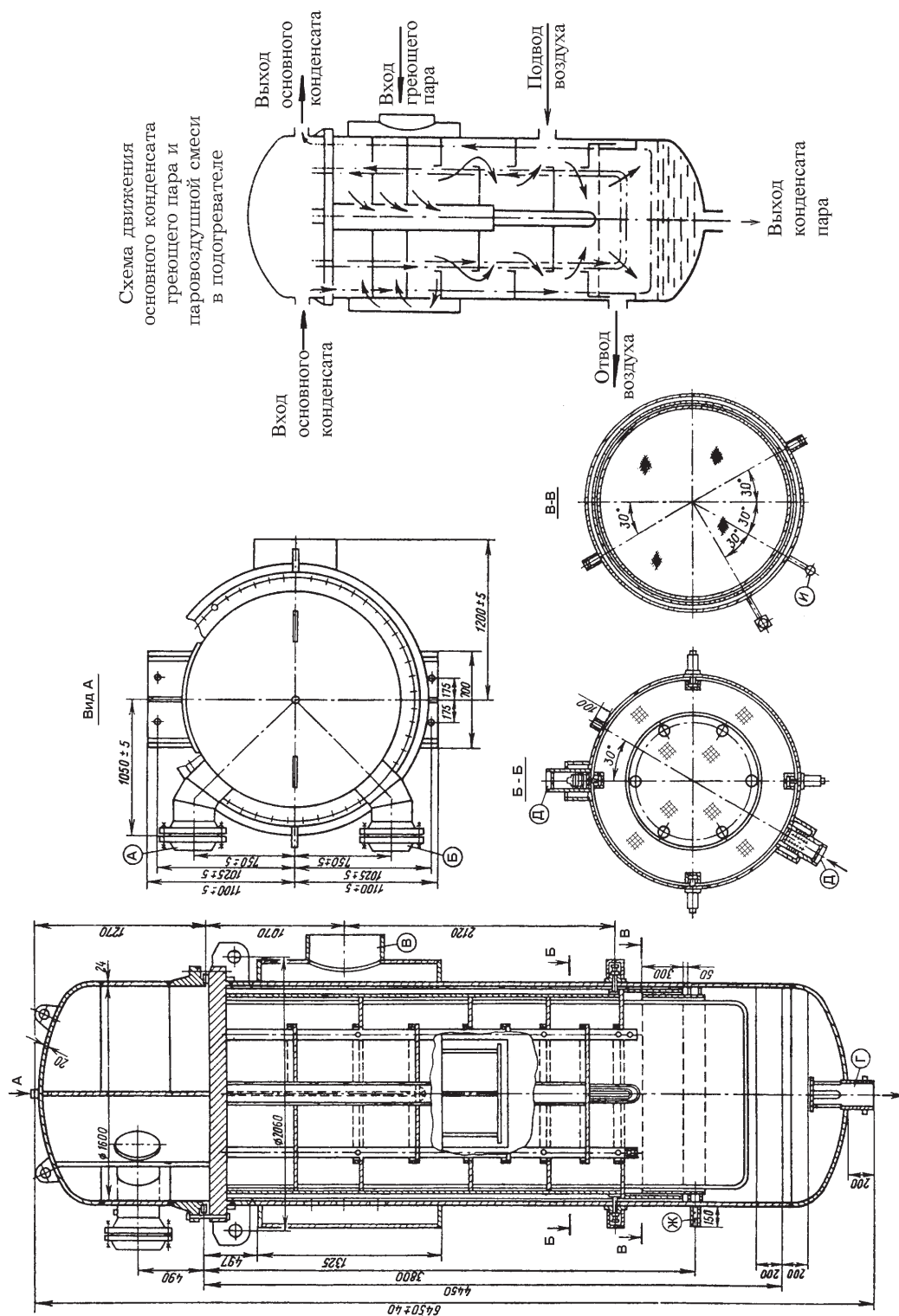


Рис. 3.15. Подогреватель низкого давления ПН-550-26-7-I

третьего и четвертого ходов основного конденсата; наличие в паровом пространстве перегородок типа «диск — кольцо», применение в аппаратах с поверхностью теплообмена свыше 500 м² пучков трубок с П-образными гибами и наличие в верхней части корпуса наружной парораспределительной камеры; наличие в зоне конденсации пара устройств для сбора и отвода конденсата и осуществление мер по ликвидации холостых протечек пара. Подогреватель ПН-550-26-27-I имеет встроенный ОП, в котором организован четвертый ход воды. К корпусу подогревателя приваривается технологическая обечайка с трубной доской, где завальцованы концы трубок из нержавеющей стали 08X18H10T. Трубная система подогревателя размещена в плотно облегающем цилиндрическом кожухе для устранения холостых протечек пара. Нижняя часть кожуха приваривается по всему периметру к нижней промежуточной перегородке пучка. Верхняя часть кожуха со стороны патрубка входа пара приварена к трубной доске, а с противоположной стороны — ко второй сверху направляющей перегородке. Направляющие перегородки по периферии имеют буртик. На уровне перегородок типа «кольцо» в трубах каркаса выполнены окна, через которые накапливающийся конденсат сливается в нижнюю часть корпуса. К нижней части направляющей перегородки приварен стакан, с помощью которого образуется гидрозатвор, предотвращающий холостые перетечки пара и предохраняющий от опасного повышения скорости пара в пучке при значительном увеличении тепловой нагрузки. Основной конденсат через патрубок А поступает в центральную зону водяной камеры, а из нее — в трубки поверхности первого хода.

Греющий пар из парораспределительного короба через отверстия в корпусе и окно в кожухе (напротив патрубка входа пара) направляется к трубкам четвертого хода, выполняющим функцию встроенного ОП. Это позволяет эффективно использовать теплоту перегрева пара и повысить температуру потока основного конденсата на 1,5—2,0 °С.

Далее представлены некоторые типовые конструкции ПНД, выпускаемых заводом «Красный котельщик» (г. Таганрог) для турбин мощностью 300 МВт и выше. Характерными конструктивными особенностями подогревателей этого завода являются следующие:

- Аппараты имеют сварные трубные доски.
- Гибы трубок поверхности теплообмена П-образные.
- Фланцевые соединения имеют мембранные уплотнения, аналогичные ПВД (см. рис. 3.12).

Подогреватели низкого давления, выпускаемые ТКЗ для АЭС, имеют такие основные особенности:

- Трубные пучки набираются из прямых трубок.
- Крепление трубок в трубных досках осуществляется вальцеванием с последующей сваркой.
- В зависимости от компоновки ПНД применяется верхнее или нижнее расположение водяных камер.

На рис. 3.16 показан подогреватель типа ПН-2300-25-7-II, дающий представление о конструктивных особенностях подогревателей типов ПН-850-25-6-I, ПН-1100-25-6-I, ПН-1700-25-7-I, ПН-1900-32-6-I, ПН-1900-32-6-II, ПН-2300-25-7-III, ПН-2300-25-7-IV, ПН-2300-25-7-V. Верхняя часть водяной камеры подогревателя ПН-2300-25-7-II при помощи фланца присоединяется к верхнему участку цилиндрической обечайки, нижний конец которой приварен к трубной доске. Последняя приварена к технологической обечайке, а та — к корпусу аппарата. Патрубки входа (А) и выхода (Б) основного конденсата установлены на цилиндрической части обечайки водяной камеры, что позволяет при снятии крышки водяной камеры не отсоединять трубопроводы.

Патрубок для входа пара (В) расположен на корпусе со стороны, противоположной патрубкам основного конденсата. В корпусе перед пучком имеется свободное пространство, в котором пар распределяется по высоте пучка. Под патрубком подвода греющего пара расположен патрубок подвода конденсата из подогревателя более высокого давления. Это обеспечивает поступление пара самовскипания в паровой объем и на поверхность теплообмена нижних отсеков

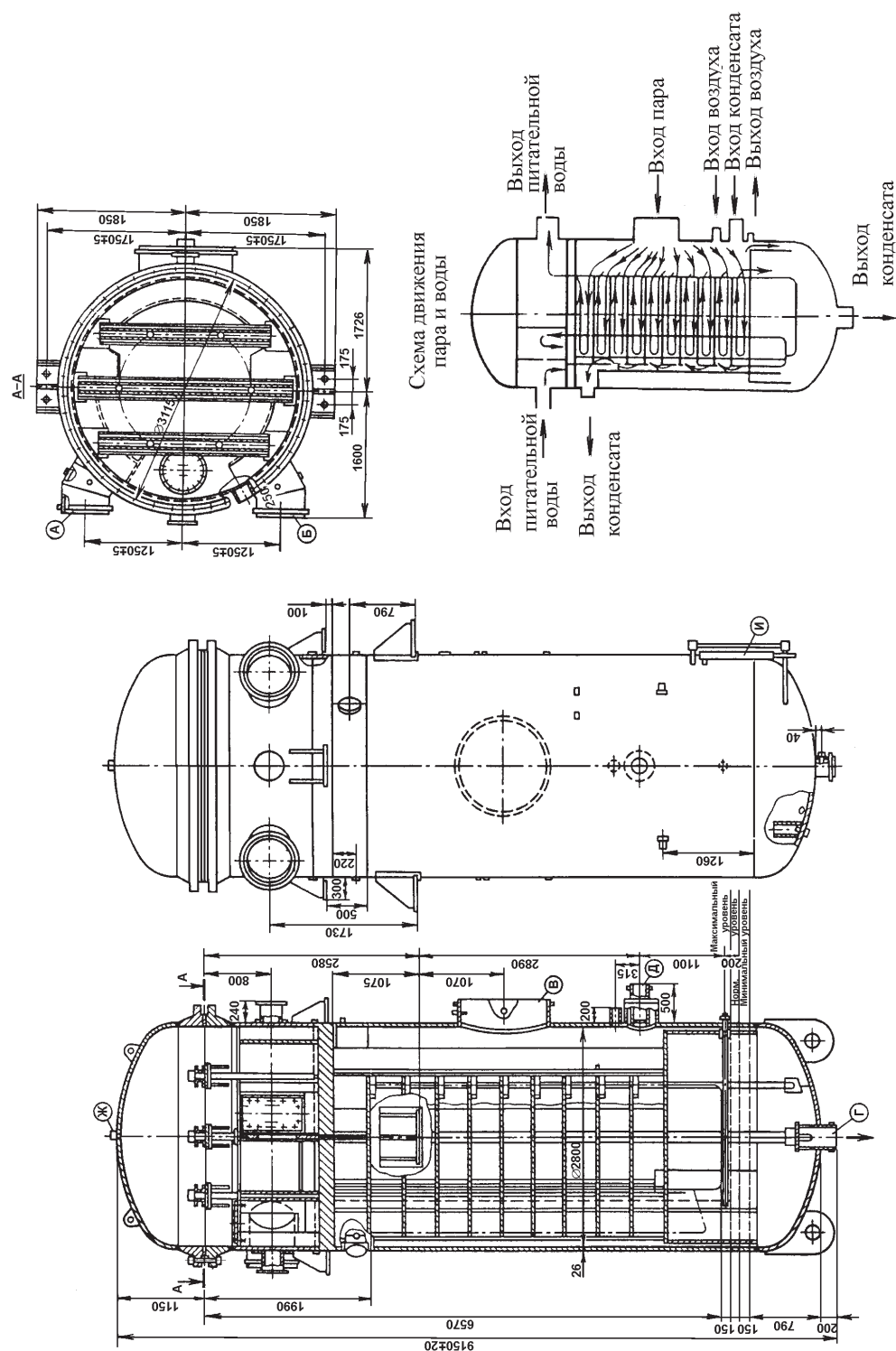


Рис. 3.16. Подогреватель низкого давления ПН-2300-25-7-II

пучка. Конденсат греющего пара выходит через патрубок *Г*. По периферии пучка размещены трубки первого и второго ходов основного конденсата. Они заключены по всей длине в кожух и образуют охладитель конденсата с поверхностью, равной 195 м².

В центральной части пучка установлены трубки поверхности нагрева третьего и четвертого ходов. Весь трубный пучок размещен в кожухе, что позволяет улучшить организацию движения пара в пучке и исключить холостые протечки пара. В паровом пространстве на расстоянии 400 мм установлены промежуточные перегородки, что не только способствует поперечному обтеканию паром трубок, но и обеспечивает вибрационную надежность пучка. На кромках горизонтальных перегородок установлены лотки, собирающие конденсат греющего пара и отводящие его через вертикальные трубы под уровень конденсата в корпусе. Отвод конденсата с перегородок осуществляется также через трубы каркаса, в которых для этого на уровне перегородок имеются окна. На рис. 3.16 показана также схема движения пара и воды.

В начале своего первого хода пар поступает только на трубки четвертого хода воды, выполняющие функцию охладителя пара, а затем на трубки третьего хода. Второй ход пар совершает двумя потоками и омывает трубки второго и первого ходов воды. Сечения для прохода пара в отсеке рассчитываются и выполняются такими, чтобы сохранить близкие к расчетным скорости парового потока.

На рис. 3.17 показан подогреватель типа ПН-1800-42-8-А, являющийся типовым представителем конструкции ряда аппаратов ПН-1800-42-8-1А, ПН-1800-42-8-2А, ПН-1800-42-8-3А, ПН-1800-42-8-4А. Эти аппараты выполнены прямотрубными с нижней плавающей водяной камерой. Направление движения пара в пучке задается системой перегородок типа «диск — кольцо».

Греющий пар подводится через патрубок в кольцевой объем, образуемый корпусом аппарата и наружным кожухом. Через отверстия в верхней части корпуса пар поступает в трубный пучок и движется через него в направлении сверху вниз. Отсос паровоздушной смеси производится через расположенную в центре трубу (патрубок *П*) в верхней части пучка. Затапливаемая нижняя часть трубного пучка играет роль встроенного охладителя конденсата.

Подогреватель ПН-1900-42-13-1А, конструкция которого типична для группы подогревателей ПН-1900-42-4-1А, ПН-1900-42-4-2А и ПН-1900-42-13-2А, также прямотрубный, но отличается тем, что в аппаратах этой серии «плавающая» водяная камера расположена сверху.

Поверхность нагрева состоит из вертикальных стальных трубок диаметром 16×1 мм, концы которых развальцованы в трубных досках с приваркой. Трубный пучок заключен в кожух с окном по всей высоте со стороны входа пара. Поток пара проходит перпендикулярно трубному пучку по восьми каналам, образованным перегородками, которые одновременно обеспечивают вибрационную надежность трубок. Нижняя трубная доска приварена к корпусу подогревателя, а нижняя водяная камера прикреплена с помощью фланца и шпилек к фланцу корпуса. Верхняя водяная камера соединена с трубной доской фланцевым соединением и может перемещаться вместе с трубным пучком, воспринимая термические напряжения. Герметичность разъема между водяной камерой и трубной доской обеспечивается установкой мембранного уплотнения. Питательная вода поступает в подогреватель через патрубок в нижней водяной камере. Перегородки в камере обеспечивают четырехходовое движение воды. Конденсат пара собирается на промежуточных перегородках, которые имеют вырезы. Под вырезами в перегородке установлены лотки с перфорированными днищами. Конденсат пара переохлаждается при движении по перегородке и, соприкасаясь с трубками первого хода воды, в виде струй стекает через отверстия в днище лотка. Контакт пара с переохлажденным конденсатом приводит к интенсивному выделению воздуха и неконденсирующихся газов, которые отводятся в вертикальную перфорированную трубу и выводятся из подогревателя. Для уменьшения поверхности, затапливаемой конденсатом, отвод его осуществляется из объема корпуса ниже нижней трубной доски. По пару аппарат является одноходовым, так как поток пара равномерно распределяется по высоте трубного пучка и несколькими параллельными потоками поперечно обтекает трубный пучок.



Подогреватели типа ПН-3000-25-16-IIIА и ПН-3000-25-16-IVА отличаются от аппарата ПН-1900-42-13-1А узлом паровпуска и наличием воздухоохладителя, трубный пучок которого заключен в специальный кожух. В воздухоохладителе осуществлено поперечное омывание трубок паровоздушной смесью. В подогревателях ПН-3200-30-16-IA (IIА, IIIА, IVА) несколько иначе, чем в ПН-1900, организовано движение пара через пучок. Отвод неконденсирующихся газов производится через центральную трубу, перед ней имеется воздухоохладитель смешивающего типа, для которого используется переохлажденный конденсат греющего пара, собираемый в отсеках трубного пучка.

Наиболее интенсивно конденсация пара происходит в *смешивающих подогревателях*, где пар конденсируется непосредственно на струях конденсата. Равномерное распределение воды производится с помощью перфорированных тарелок (лотков), различных разбрызгивающих сопл, упорядоченной и неупорядоченной насадок и пр. Дробление воды может осуществляться как при использовании избыточного давления, так и при свободном сливе ее внутри аппарата. Для дробления можно использовать и энергию парового потока [149, 150].

На рис. 3.18 приведена конструктивная схема смешивающих подогревателей струйного типа, предназначенных для работы по гравитационной схеме на турбине К-300-240 ЛМЗ. Подогреватели имеют форму горизонтальных цилиндров с эллиптическими днищами. Внутри установлены в два яруса горизонтальные перфорированные лотки. Лотки верхнего яруса снабжены перепускными патрубками для сброса части воды на нижний ярус лотков при увеличении гидравлической нагрузки сверх 80—90 %. В ПНД-1 греющий пар подводится снизу через два патрубка, откуда он движется вверх навстречу воде к двухсекционному встроенному контактному охладителю выпара, пересекая струи конденсата в поперечном направлении. В верхней части подогревателя установлен встроенный контактный охладитель выпара. Нижний лоток составляет одно целое с направляющим коробом, обеспечивающим равномерный подвод пара к струям нижнего яруса. Лотки нижнего яруса имеют перегородки, которые разделяют их на два отсека, последовательно заполняемые водой по мере повышения гидравлической нагрузки. Контур перфорации каждого лотка представляет собой замкнутый прямоугольник. Над сливными трубами установлены влагоотбойные щитки, предохраняющие паровые патрубки от прямого попадания капельной влаги, выносимой из труб при сбросах нагрузки турбины. В ПНД-1 нет развитого конденсатосборника, так как уровень сливаемого конденсата находится в сливной трубе, благодаря чему достигается быстрое изменение уровня конденсата, компенсирующее изменение давления в ПНД-1 и ПНД-2, и обеспечивается нормальная работа турбины при резком изменении ее нагрузки. Все подводящие и отводящие патрубки в ПНД-1 расположены в нижней части корпуса, а в ПНД-2 — в верхней его части, что улучшает компоновку трубопроводов системы. В сливных штуцерах ПНД-1 установлены входные патрубки аварийного перелива, что исключает затопление подогревателя водой.

В ПНД-2 пар подводится к верхней части и проходит по расширяющемуся конусу под нижний лоток. Двигаясь снизу вверх, пар конденсируется на струях нижнего и верхнего ярусов, а выпар отводится через два штуцера в ПНД-1. Конденсат из ПНД-1 подводится к верхнему лотку ПНД-2 через два встроенных гидрозатвора, соединенных между собой двумя уравнительными трубами, к которым сверху прикреплена горизонтальная перегородка, отделяющая струйные отсеки подогревателя от его конденсатосборника. Нагретый в струйных отсеках конденсат сливается в конденсатосборник через 12 обратных клапанов, встроенных в перегородку. Конденсатосборник соединен с паровым пространством уравнительной трубой диаметром 300 мм. На перегородке установлен входной патрубок аварийного перелива из ПНД-2 в конденсатор, наклоненный над переливным штуцером для его защиты от прямого попадания струй нижнего отсека. В конденсатосборник ПНД-2 конденсат поступает в виде тонких пленок, что позволяет использовать пространство над уровнем воды в качестве дополнительного деаэрационного отсека. Наибольшая разность температур в отдельных узлах ПНД-1 составляет 25—30 °С, а в ПНД-2 достигает 40—45 °С. Поэтому крупные внутренние детали и узлы непосредственно

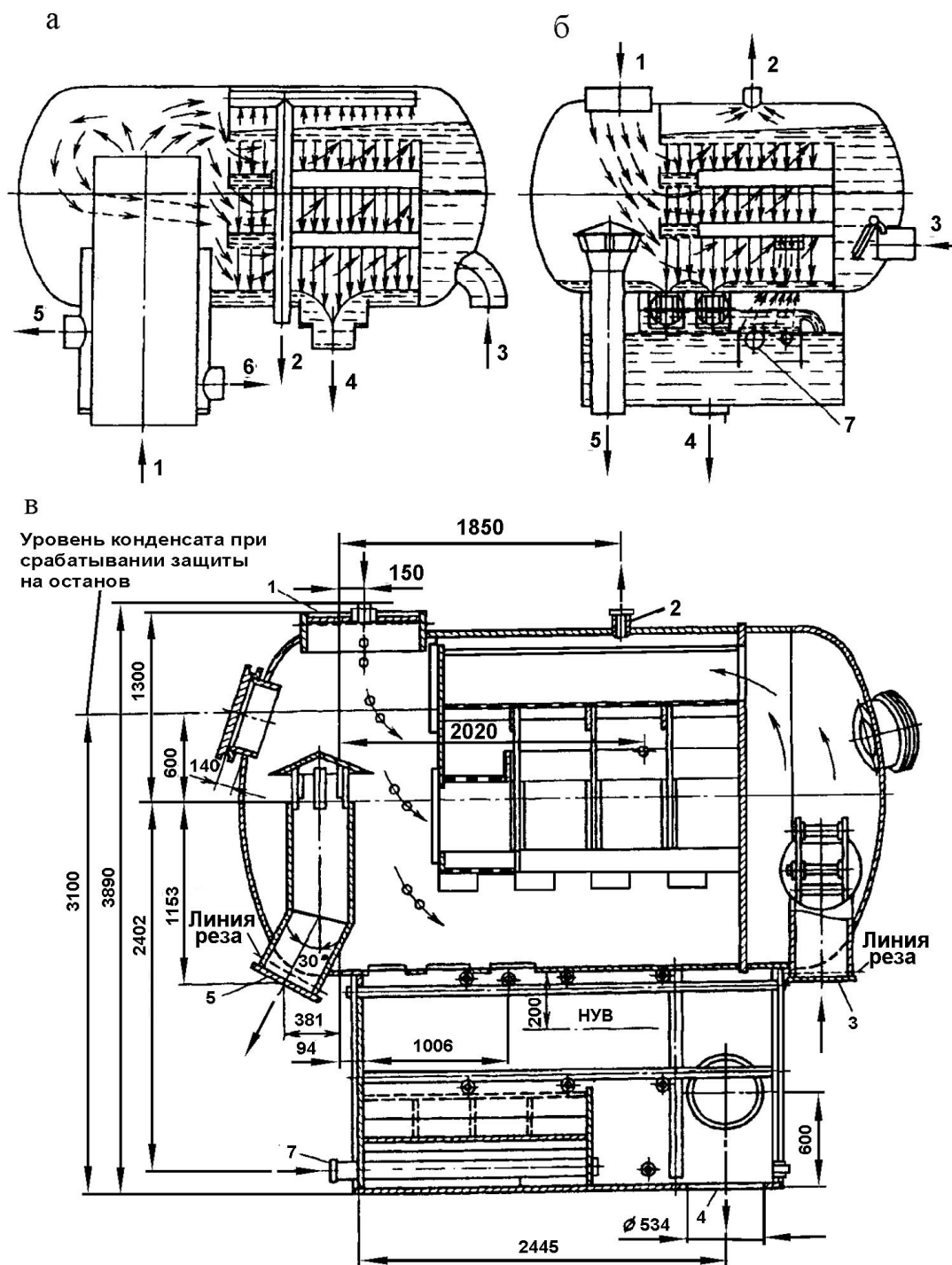


Рис. 3.18. Смешивающие подогреватели низкого давления блока К-300-240:

а — конструктивная схема ПНД-1, б — конструктивная схема ПНД-2, в — общий вид ПНД-2; 1 — подвод пара, 2 — отвод паровоздушной смеси, 3 — подвод конденсата, 4 — отвод конденсата, 5 — аварийный слив конденсата, 6 — аварийный отвод конденсата на всас насоса, 7 — подвод конденсата из подогревателя более высокого давления

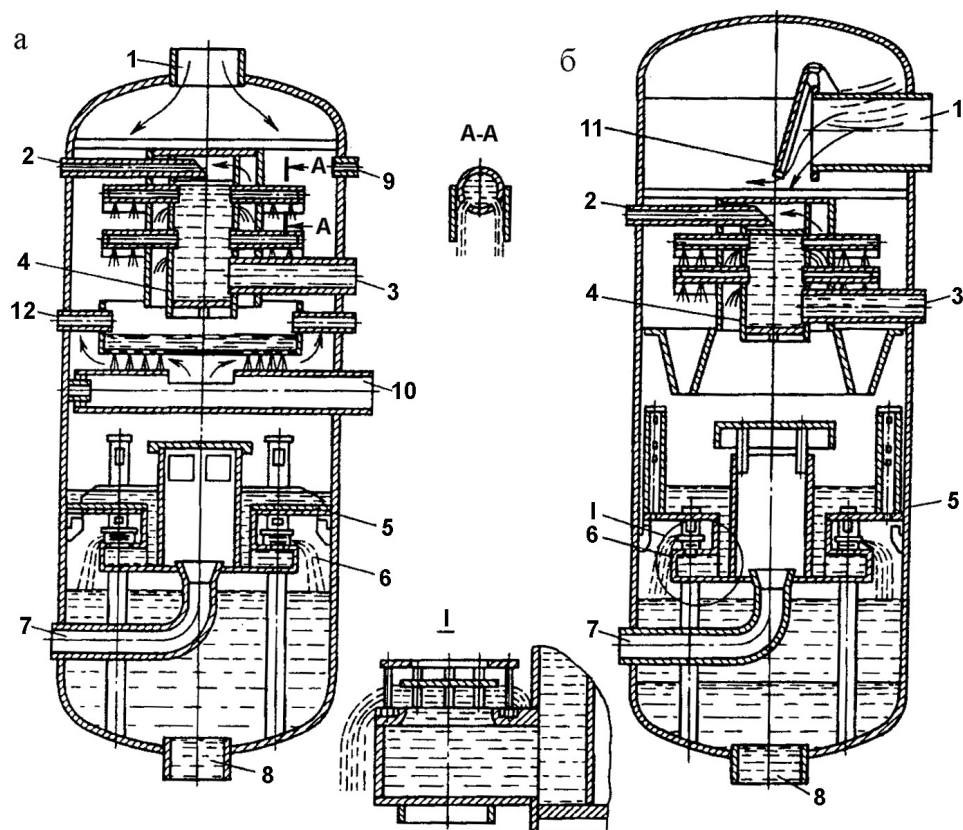


Рис. 3.19. Вертикальные смешивающие подогреватели:

a — ПНД-1, *б* — ПНД-2; 1 — подвод пара из отбора турбины, 2 — отвод паровоздушной смеси, 3 — подвод основного конденсата, 4 — напорный коллектор, 5 — перегородка, 6 — водяной обратный клапан, 7 — аварийный перелив в конденсатор, 8 — отвод конденсата, 9 — подвод воды из обратного клапана, 10 — подвод пара из уплотнений турбины, 11 — паровой обратный клапан, 12 — слив из уплотнений питательных насосов

к корпусу не привариваются, а устанавливаются на стальных направляющих, не препятствующих тепловому расширению этих деталей и узлов.

На рис. 3.19 изображены выполненные по проекту ВТИ вертикальные смешивающие ПНД-1 и ПНД-2, установленные вместо поверхностных на турбине 300 МВт Кармановской ГРЭС. В этих подогревателях теплообмен в зоне массовой конденсации осуществляется по принципу прямотока, а в зоне воздухоохладителя — противотока. Воздухоохладитель размещен в центральной части корпуса и выполнен в виде охватывающего водонапорный коллектор 4, открытого снизу стакана, в верхней части которого установлена перегородка с отверстиями, образующая со стенками стакана камеру, сообщающуюся с воздухоотсасывающими трубами. Напорный водяной коллектор в зоне воздухоохладителя имеет отверстия для дробления воды на струи. Вода собирается на горизонтальном перфорированном лотке, под которым установлен парораспределительный короб 10, к которому, в свою очередь, подводится пар из уплотнений турбины.

Смешивающий ПНД-1 выполнен в виде вертикального цилиндра диаметром 2,2 и высотой 8 м с напорным пленочным водораспределением. Паровоздушная смесь отводится каскадно в конденсатор. Нормальный объем запасенной воды в подогревателе составляет 5—6 м³. Для исключения выноса влаги из подогревателя в турбину в случае сброса нагрузки водяная емкость

отделена от парового отсека перегородкой 5. В целях уменьшения объема воды на перегородке она выполнена в форме конуса, к которому снизу крепится клапанная коробка с обратными затворами 6. Для выравнивания давлений в паровом и водяном отсеках предусмотрены уравнивательные трубы с суммарным эквивалентным диаметром 300 мм. В качестве дополнительной защитной меры против выноса пароводяной эмульсии при сбросе нагрузки на срезе паровой трубы внутри аппарата установлен облегченный обратный затвор 11 поворотного типа.

ПНД-2 имеет высоту 6 м и снабжен перегородкой с водяными обратными затворами 11. Применение перегородки позволило снять обратный затвор с паропровода отбора. Расположенный над перегородкой паровой отсек примерно в два раза больше водяного. От размещенного в паровом отсеке водонапорного коллектора 4 радиально расходятся перфорированные водораспределительные трубы диаметром 100 мм с приваренными к ним накладными вертикальными пластинами, предназначенными для образования пленок. Оси отверстий в водораспределительных трубах образуют с пластинами угол, равный 40—60°. Под водораспределительным блоком находится перфорированный лоток, образующий вторую безнапорную нагревательную ступень. К перегородке крепятся уравнивательные трубы и входной патрубок аварийного перелива. Пар из отбора подводится в верхнюю часть подогревателя и движется вниз параллельно с водяными пленками, на которых он и конденсируется. Часть пара из зоны массовой конденсации вместе с воздухом поступает в воздухоохладитель и движется вверх навстречу струям воды, истекающим из отверстий в напорном коллекторе. В верхней части воздухоохладителя размещена камера отсоса, соединенная с ПНД-1. Нагретый конденсат из зоны массовой конденсации и воздухоохладителя попадает на перфорированный лоток, с которого в виде струй стекает на перегородку 5. Струи воды догреваются и деаэрируются паром, поступающим под лоток из уплотнений турбины. С перегородки нагретый конденсат поступает через кольцевой вертикальный канал к семи обратным затворам 6 диаметром по 210 мм и одному сниженному обратному затвору и сливается в водяной отсек.

Технические характеристики смешивающих подогревателей приводятся в табл. 3.5.

Сальниковые подогреватели (СП) представляют собой теплообменники поверхностного типа, на наружной поверхности трубок которых происходит конденсация пара из паровоздушной смеси, отсасываемой эжектором из концевых уплотнений турбины. В табл. 3.6 приведены основные технические характеристики сальниковых подогревателей [13, 15].

По водяной стороне сальниковые подогреватели чаще всего включены в линию основного конденсата, что позволяет использовать в них U- или П-образные трубки. В сальниковых подогревателях УТЗ, работающих на основном конденсате и иногда на сетевой воде, установлены прямые трубки, а компенсация температурных расширений производится за счет компенсатора на корпусе теплообменника. Эжектор уплотнений может быть расположен как вне, так и внутри корпуса охладителя, как, например, у ЭУ-8М и ЭУ-16 производства ХТЗ. ЛМЗ выпускает подогреватели ПС-50-1, ПС-115 и ПС-220-1, которые представляют собой вертикальные кожухотрубные теплообменники. Внутри трубок течет вода, а снаружи они омываются паровоздушной смесью.

Аппарат ПС-50-1 поставляется в комплекте с эжектором, отсасывающим паровоздушную смесь из концевых уплотнений турбины. Трубная система подогревателя набирается из U-образных латунных (Л68) трубок диаметром 19 мм, толщиной стенки 1 мм. Корпус аппарата имеет плоские стенки, в верхней его части — фланцевый разъем. Трубная система закрепляется между фланцами корпуса и водяной камеры. В подогревателе ПС-50-1 паровое пространство разделено на два отсека, через которые паровоздушная смесь проходит последовательно. По тракту воды аппарат может быть двух- или шестиходовым. Число ходов изменяется снятием или установкой специальных крышек на перегородках водяной камеры. Трубки в трубной доске крепятся вальцеванием.

Аппарат ПС-115 (рис. 3.20) выполнен аналогичным аппарату ПС-50-1. Паровое пространство разделено перегородками на три отсека, через которые отсасываемая из уплотнений паровоздушная смесь проходит последовательно. Подогреватель по тракту воды может быть двух- или ше-

Технические характеристики подогревателей низкого давления смешивающего типа

Характеристика	Типоразмер подогревателя							
	П2	П1	П2	П1	П2	П1	П2	П1
	ПНСВ-800-2	ПНСГ-800-1	ПНСГ-800-2	ПНСВ-2000-1	ПНСВ-2000-2	ПНСГ-2000-АП	ПНСГ-4000-1А	ПНСГ-4000-1А
Тип турбины								
К-210-130-3 К-210-130-6 К-300-240-3	К-300-240				К-500-240-4 К-800-240-5			
Расход конденсата, т/ч	800	800	800	1800	1900	3520	3748,6	3382,5
Температура конденсата, °С	49 94	29 56,1	56,1 95,2	25,0 60,72	60,72 101,76	29,0 62,3	62,3 95,6	29,6 62,4
Рабочее давление в корпусе, МПа (кгс/см ²)	0,0820 (0,8367)	0,0167 (0,1710)	0,0857 (0,8750)	0,0206 (0,2100)	0,0110 (0,1122)	0,0227 (0,2316)	0,0860 (0,8776)	0,0227 (0,2316)
Пробное гидравлическое давление, МПа (кгс/см ²)	0,196 (2,000)	0,196 (2,000)	0,196 (2,000)	0,196 (2,000)	0,196 (2,000)	0,196 (2,000)	0,196 (2,000)	0,196 (2,000)
Расход пара, т/ч	53,0	40,5	57,0	135,0	130,0	128,0	180,2	117,6
Температура пара, °С	134,0	56,3	134,0	60,7	143,0	63,1	94,8	63,1
Объем корпуса подогревателя, м ³	21,0	16,8	23,4	65,9	65,9	29,0	125,0	48,4
Масса подогревателя с водой, т	28,0	25,7	33,7	85,6	86,5	44,0	166,0	68,0

Примечание. Буквенное обозначение в типоразмере аппаратов: П — подогреватель, Н — низкого давления, С — смешивающий (контактный), В — вертикальный, Г — горизонтальный; первая группа цифр — номинальный массовый расход воды, т/ч; вторая группа цифр — номер аппарата в системе регенерации по ходу нагреваемой воды.

Таблица 3.6

Технические характеристики сальниковых подогревателей

Типоразмер подогревателя	Поверхность теплообмена, м ²	Число трубок	Тип трубок	Материал трубок	Диаметр трубок, мм	Число ходов по воде	Расход основного конденсата, м ³ /ч	Температура основного конденсата на входе, °С	Давление пара, МПа	Гидравлическое сопротивление, МПа	Тип турбины
ПС-50-1	50	—	U-обр.	Л68	19×1	2/6	400/150	—	—	0,013/0,035	К-50-90, К-100-90 ЛМЗ К-200-130 ЛМЗ ПТ-60/75-130/13 ЛМЗ ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ Т-180/210-130-1 ЛМЗ Р-50-130/13 ЛМЗ
ПС-115	115	345	То же	Л68	19×1	2/6	700/140	26,4	0,095	$\frac{0,042}{0,046}$	К-300-240 ЛМЗ
ПС-220-1	220	928	U-обр.	ЛЮ70-1	19×1	2	1700	30	0,097	0,026	К-500-166, К-500-240, К-800-240 ЛМЗ
ПС-100-3	100	—	Прямые	08Х18Н10Т	16×0,75	$\frac{4}{8}$	$\frac{240}{110}$	$\frac{60}{40}$	$\frac{0,03—0,05}{0,025—0,054}$	$\frac{0,056}{0,010}$	Р-40-130 УТЗ, Р-100-130/15 УТЗ, ПР-25-90
ПС-200-0,5-11,4*	200	1675	—»—	08Х18Н10Т	19×0,8	1	4000	70	0,033—0,06	0,014	Т-185/220-130 УТЗ, Т-250/300-240 УТЗ
ПС-380-3,1-11,4*	380	1520	—»—	08Х18Н10Т	19×0,8	1	4000	70	0,051—0,067	0,020	ТР-110-130
ПС-300-33-0,25	300	1139	П-обр.	ЛЮ70-1	19×1	2	1350	55,9	0,0249	$\frac{0,0175}{(1,75)}$	К-500-240, К-800-240 ХТЗ К-800-240 ЛМЗ

Примечания. Буквенное обозначение в типоразмере аппаратов: П — подогреватель, С — сальниковый; первая группа цифр — поверхность теплообмена, м²; вторая группа цифр — расчетное избыточное давление в паровом (межтрубном) пространстве, кг/см²; третье цифровое обозначение — расчетное избыточное давление в водяном (трубном) пространстве, кг/см²; последнее цифровое обозначение — индекс модификации.

* Материал трубок поверхности теплообмена принимается из следующего ряда: для подогревателей в составе ПТУ на ТЭС с барабанными котлами — латунь оловянистая марки ЛЮ70-1, для подогревателей в составе ПТУ на ТЭС с прямоточными котлами на сверхкритических параметрах пара — сталь нержавеющая аустенитного класса марки 08Х18Н10Т (во избежание попадания меди в основной конденсат и питательную воду).

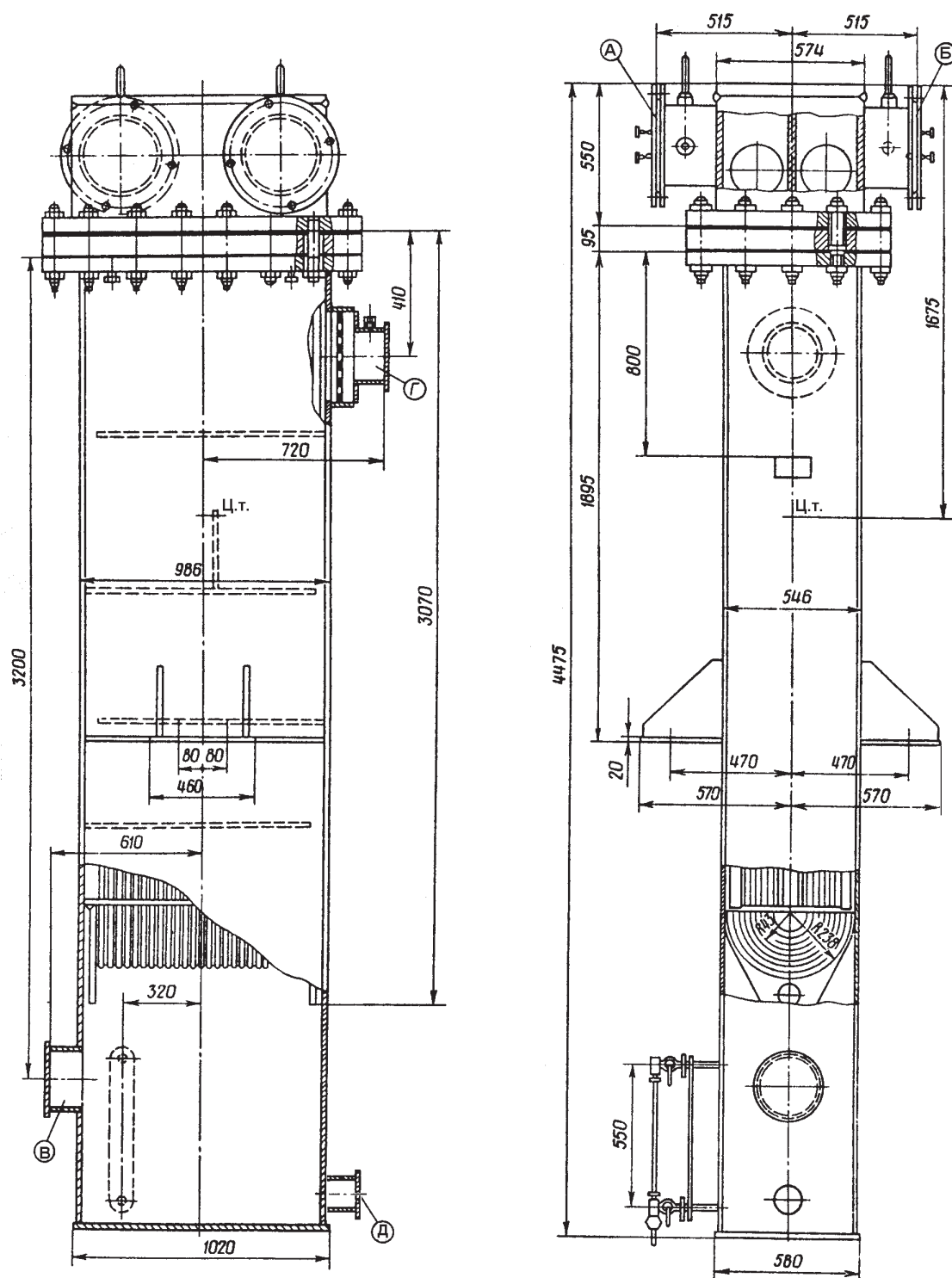


Рис. 3.20. Сальниковый подогреватель ПС-115:

A — подвод охлаждающего конденсата, *B* — отвод охлаждающего конденсата, *B* — отсос воздуха, *Г* — отсос пара от уплотнений турбины, *Д* — слив конденсата

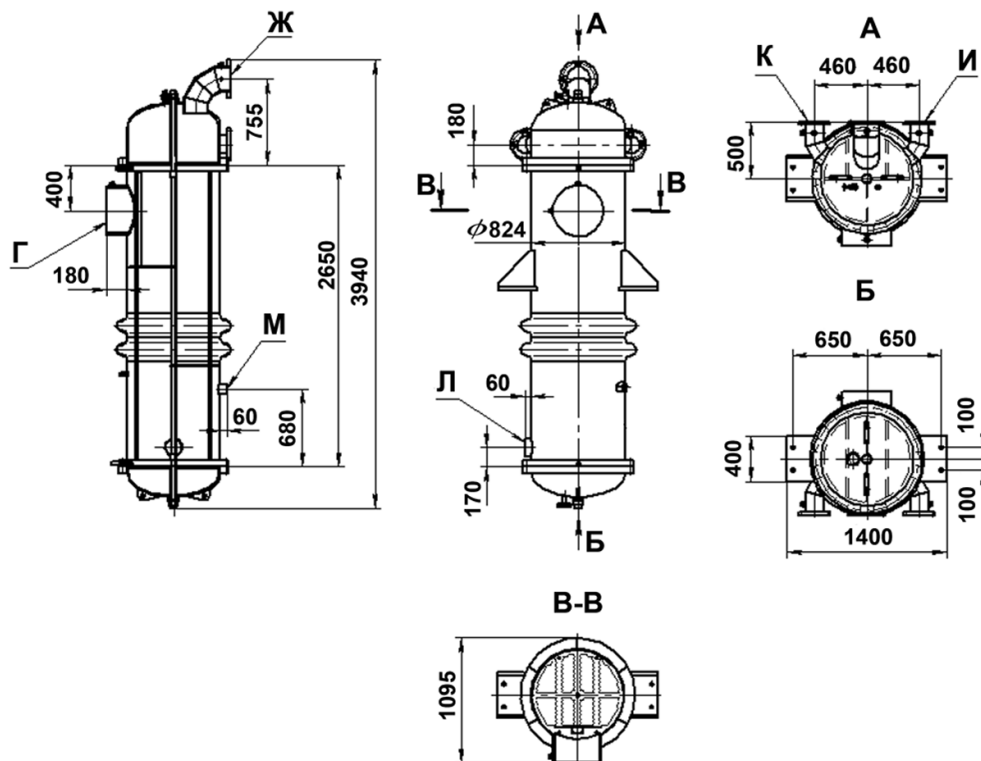


Рис. 3.21. Сальниковый подогреватель ПС-100-3:

Г — подвод пара, Д — подвод охлаждающей воды, Е — отвод охлаждающей воды, Ж — подвод воды при пропуске в 4 хода, И — отвод воды при пропуске в 4 хода и подвод при пропуске в 8 ходов, К — отвод воды при пропуске в 4 и 8 ходов, Л — отвод конденсата, М — отвод паровоздушной смеси

стиходовым. В аппарате применены латунные (Л68) U-образные трубки диаметром 19 мм с толщиной стенки 1 мм. Аппарат устанавливается на лапах, приваренных к боковым стенкам корпуса.

Подогреватель ПС-220-1 конструктивно близок к описанным ранее аппаратам ПС-50-1 и ПС-115. По тракту воды аппарат выполнен двухходовым. На водяных и паровом патрубках устанавливаются термометры с оправками, а в нижней части корпуса — указатель уровня воды.

УТЗ выпускает вертикальный сальниковый подогреватель ПС-100-3 (рис. 3.21) для паротурбинных установок ПР-25-90, Р-40-130, Р-100-130. Горизонтальный одноходовой сальниковый подогреватель ПС-200-0,5-11,4 (рис. 3.22) применяется в турбоустановках Т-185-130, Т-250-240. Одноходовой горизонтальный сальниковый подогреватель ПС-380-3,1-11,4 (рис. 3.23) разработан в 2000 г. для турбоустановок ТР-110-130.

Каждый из сальниковых подогревателей состоит из корпуса и центрального невыемного трубного пучка из прямых трубок, развальцованных с обеих сторон в трубных досках и опирающихся на промежуточные трубные перегородки, установленные таким образом, чтобы устранить опасные формы колебаний при вибрации.

В вертикальном сальниковом подогревателе ПС-100 трубный пучок расположен концентрично корпусу, водяные камеры выполнены съемными, и их конструкция позволяет осуществлять пропуск охлаждающей воды в зависимости от ее расхода и температуры в четыре или восемь ходов. В горизонтальных подогревателях корпус выполнен заодно с водяными камерами, трубный пучок расположен эксцентрично корпусу и образует с паровой обечайкой симме-

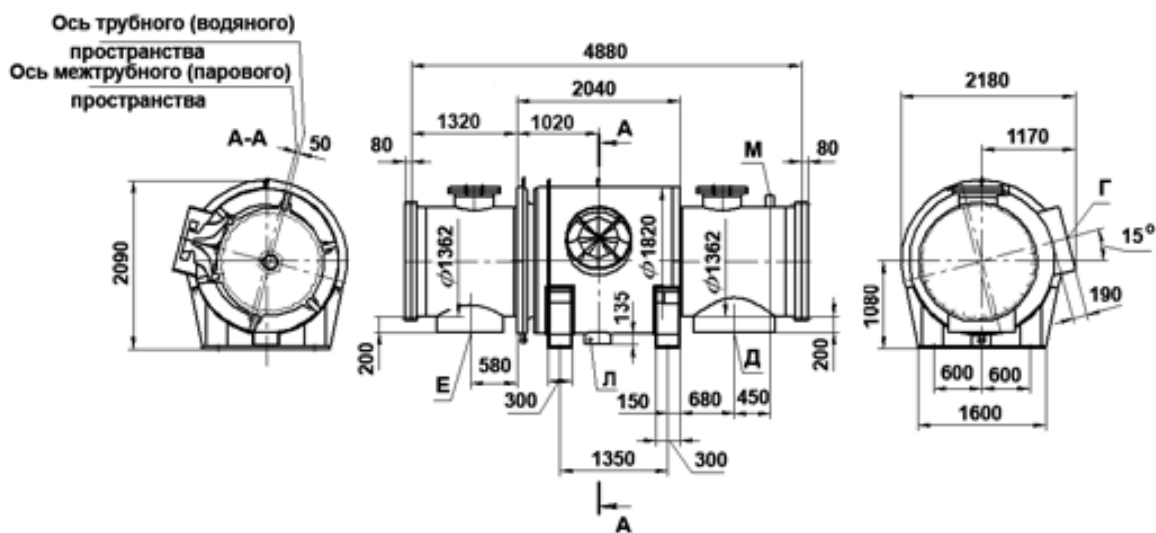


Рис. 3.22. Сальниковый подогреватель ПС-200-0,5-11,4.
Обознач. см. на рис. 3.21

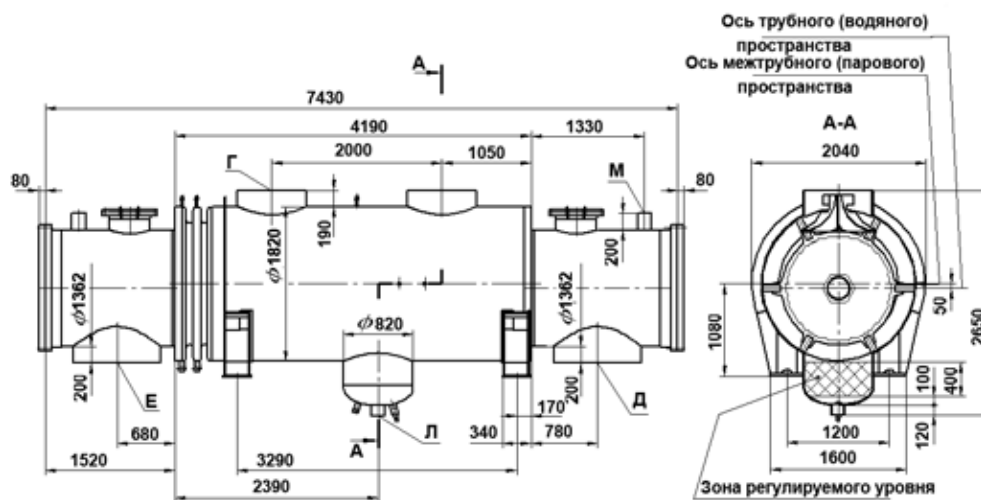


Рис. 3.23. Сальниковый подогреватель ПС-380-3,1-11,4.
Обознач. см. на рис. 3.21

тричный клиновой коллектор, охватывающий пучок по наружному контуру и обеспечивающий саморегулируемую запитку трубного пучка греющим паром; крышки водяных камер съемные, водяные камеры в тех модификациях, где это предусмотрено, снабжены лазовыми люками.

Раздача пара вдоль трубного пучка и защита его от динамического воздействия паровых потоков обеспечивается в вертикальном сальниковом подогревателе установкой отбойника на-против пароприемного патрубка, в горизонтальных — установкой в пароприемных патрубках поворотных насадков, которые при необходимости использования патрубков в качестве ре-монтных лазов могут быть временно демонтированы и затем возвращены на прежнее место.

Компенсация тепловых расширений обеспечивается линзовым температурным компенсатором у паровой обечайки сальниковых подогревателей и подвижным креплением к опорным конструкциям в вертикальном подогревателе консольных опор, а в горизонтальных — одной из седловых опор.

Пар поступает в сальниковый подогреватель из промежуточных камер концевых уплотнений турбины и, конденсируясь на трубном пучке, создает разрежение, соответствующее расходу и температуре проходящей через трубный пучок охлаждающей воды, одновременно нагревая ее. Паровоздушная смесь (смесь неконденсирующихся газов с водяным паром) удаляется из вертикального сальникового подогревателя напрямую, из горизонтальных — через воздухоохладитель, выделенный в трубном пучке для ее дополнительной конденсации и охлаждения, при этом в одноходовых по охлаждающей воды подогревателях с центральным отводом паровоздушной смеси воздухоохладителем служит внутренний контур трубного пучка, замыкающий пространство вокруг коллектора отсоса. Образовавшийся конденсат собирается на нижней трубной доске вертикального сальникового подогревателя и в нижней части паровой обечайки горизонтальных подогревателей, откуда через гидрозатвор сливается в расширитель конденсатора или в атмосферный сборник дренажей. Охлаждающая (нагреваемая) вода поступает во входную (распределительную) водяную камеру сальникового подогревателя и, пройдя через трубный пучок, отводится при четном числе ходов из этой же камеры, а при нечетном — из противоположной.

Завод «Красный котельщик» выпускает пароводяной подогреватель типа ПС-300-33-0,25 (рис. 3.24). Он предназначен для конденсации пара, поступающего из промежуточных камер лабиринтовых уплотнений турбин. Подогреватель представляет собой кожухотрубный теплообменник. Трубная система набрана из П-образных трубок диаметром 19 мм с толщиной стенки 1 мм. Концы трубок завальцованы в трубной доске. Материал трубок — латунь ЛО70-1. К трубной доске сверху на фланце крепится водяная камера, а снизу — корпус. По водяному тракту аппарат выполнен двухходовым. В нижней части корпуса подогревателя помещено воздухоотсасывающее устройство в виде кольцевой перфорированной трубы.

Охлаждатели эжекторов. Пароструйные эжекторы (воздушные насосы) турбоустановок предназначены для удаления воздуха и поддержания необходимого вакуума в конденсаторе и циркуляционной системе, для отсоса паровоздушной смеси из уплотнений турбины и из различных теплообменников. Для уменьшения работы, производимой в эжекторах, и для использования теплоты рабочей и отсасываемой среды пар конденсируется в охладителях, при этом уменьшаются потери конденсата в результате его возврата в цикл. Одна ступень эжектора повышает давление не более чем в 4—6 раз. Поэтому в паротурбинных установках одноступенчатые эжекторы применяются в качестве пусковых или для отсоса пара из уплотнений. Для обеспечения степени повышения давления отсасываемого воздуха до 25—30 (от 3—6 кПа до барометрического давления) основные эжекторы выполняются с двумя или тремя последовательно включенными ступенями, соответственно каждая ступень эжектора оборудована своим охладителем.

После первой ступени эжектора отсасываемая из конденсатора паровоздушная смесь попадает в охладитель, где происходит конденсация части пара. Оставшаяся смесь поступает для дальнейшего сжатия во вторую ступень эжектора с меньшим остаточным содержанием пара, что создает условия для сжатия смеси с меньшей затратой энергии. Расход рабочего пара в трехступенчатом эжекторе может быть на 20—25 % ниже, чем в двухступенчатом. Конденсат из охладителей отводится раздельно или каскадно в конденсатор, что позволяет предотвратить его потери. Чтобы вместе с конденсатом из охладителей в конденсатор не возвращался воздух, обычно используют гидравлический затвор.

Охлаждатель эжектора представляет собой теплообменник поверхностного типа, на наружной поверхности трубок которого происходит конденсация и охлаждение паровоздушной смеси; внутри трубок протекает основной конденсат, подаваемый из напорного коллектора конденсатных насосов.

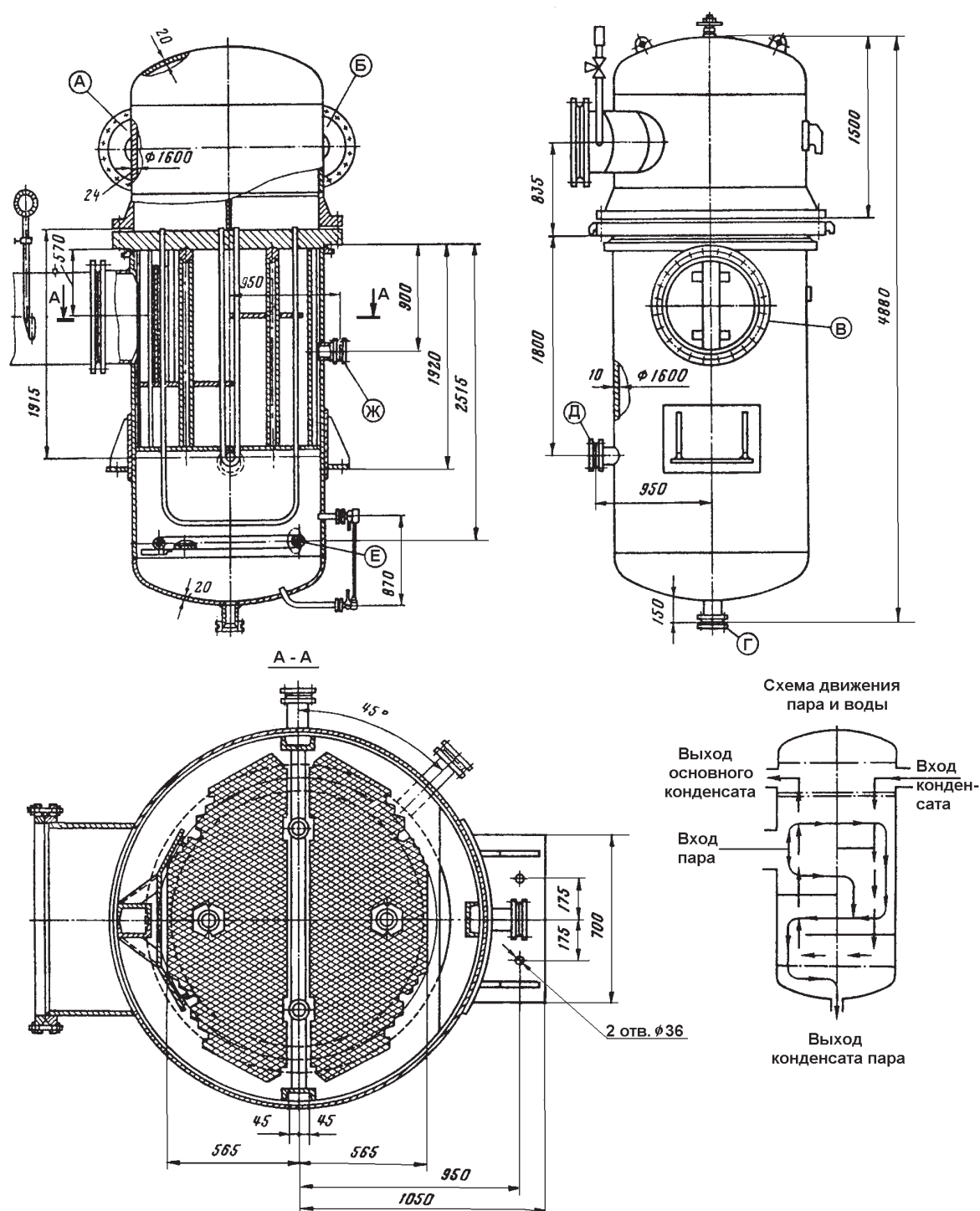


Рис. 3.24. Сальниковый подогреватель ПС-300-33-0,25:

А — вход основного конденсата, Б — выход основного конденсата, В — вход паровоздушной смеси, Г — выход конденсата пара, Д — патрубок отсоса воздуха, Е — коллектор отсоса воздуха, Ж — подвод воздуха из ПНД-2

На рис. 3.25 в качестве примера показана конструкция трехступенчатого пароструйного эжектора ЭП-3-50/150. Аналогичную конструкцию имеют эжекторы ЭП-3-25/75, ЭП-3-55/150, ЭП-3-3, ЭП-3-750. Проточные части и охладители всех ступеней эжектора расположены вертикально в общем стальном корпусе с внутренними перегородками, разделяющими ступени между собой. В верхней части корпуса расположена крышка, состоящая из трех отдельных камер, в которых крепятся рабочие сопла и соединенные между собой камеры смешения и диффузоры.

Конструкция и технология сборки должны предусматривать надежную осевую центровку всех ступеней эжектора. Внутри парового пространства каждого из охладителей выполнены четыре перегородки, направляющие течение пара. Вторая и третья камеры верхней крышки эжектора имеют в нижнем днище отверстия, через которые паровоздушная смесь поступает в следующую ступень эжектора. По мере движения паровоздушной смеси в ступенях эжектора ее давление постепенно повышается от 3 кПа в конденсаторе до 110 кПа на выходе эжектора.

В нижней части корпуса эжектора расположены горизонтальная трубная доска, в которой крепятся U-образные трубки охладителей, и нижняя крышка с водяными камерами. Охладители выполнены по охлаждающей воде двухходовыми и включены параллельно. Перепуск дренажа осуществляется каскадно через гидрозатворы за охладителем каждой ступени.

Основной эжектор ЭПО-3-135 конструкции УТЗ (рис. 3.26) — это пароструйный компрессор с тремя ступенями сжатия и промежуточного охлаждения паровоздушной смеси. Каждый из трех охладителей представляет собой поверхностный кожухотрубный пароводяной теплообменный аппарат с цельносварным корпусом, выполненным заодно с водяными камерами и камерой всасывания. Одноходовые трубные пучки охладителей образованы прямыми трубками, развальцованными с обеих сторон в трубных досках. Модификации эжектора отличаются материалом трубок поверхности теплообмена — латунь в первой модификации и нержавеющей сталь во второй. В рабочем положении для интенсификации теплообмена трубные пучки охладителей ориентированы наклонно (под углом 10° к горизонту) благодаря специальной конструкции опор, на которых устанавливается эжектор. Подвод паровоздушной смеси произво-

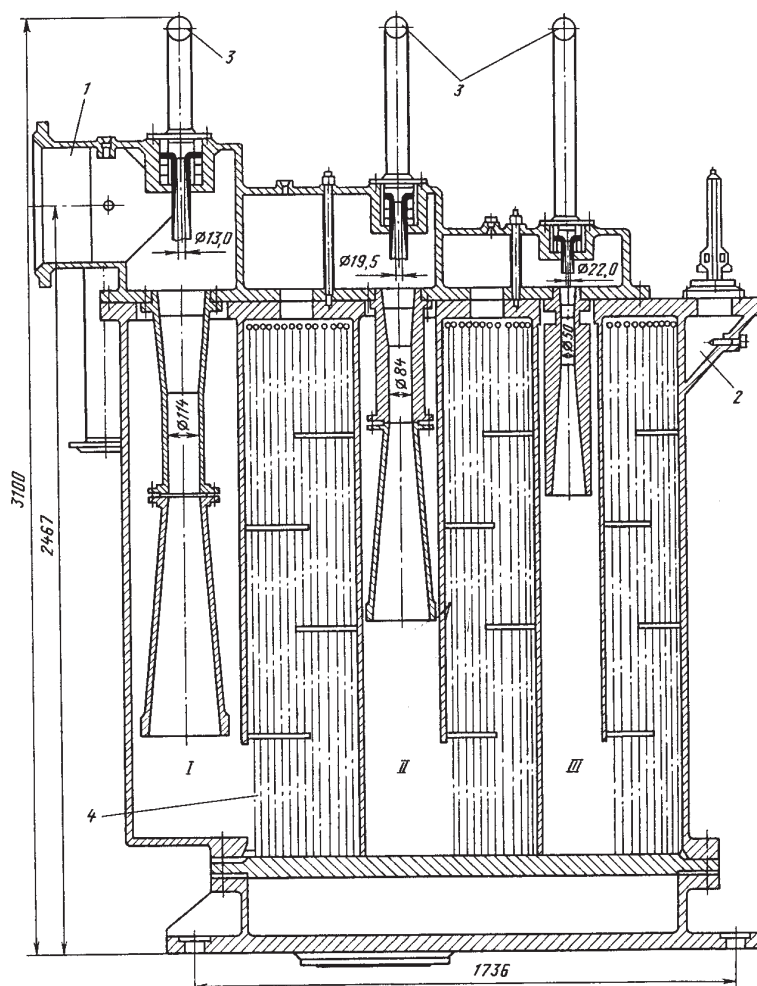


Рис. 3.25. Пароструйный эжектор ЭП-3-50/150:

1 — вход паровоздушной смеси; 2 — выхлоп эжектора; 3 — подвод рабочего пара; 4 — охладители; I, II, III — ступени эжектора

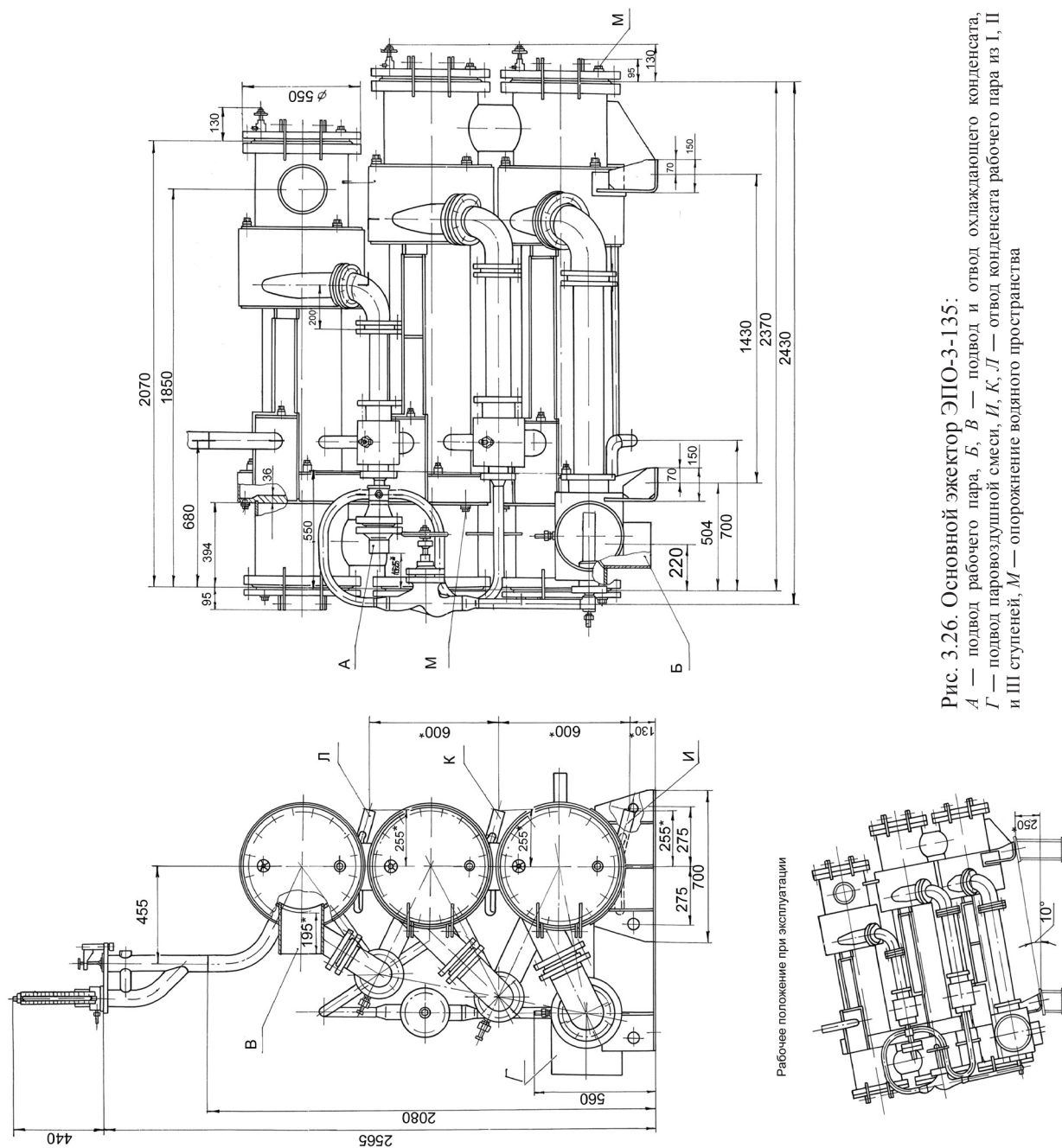


Рис. 3.26. Основной эжектор ЭПО-3-135:
 А — подвод рабочего пара, В — подвод и отвод охлаждающего конденсата,
 Г — подвод паровоздушной смеси, И, К, Л — отвод конденсата рабочего пара из I, II
 и III ступеней, М — опорожнение водяного пространства

дится тангенциально в кольцевые камеры со смещением относительно раздающих окон во внутренних обечайках корпусов. Конструкция эжектора обеспечивает компенсацию температурных расширений, для чего со стороны выходной водяной камеры выполняется подвижное крепление опоры эжектора к опорным конструкциям, а также возможность осмотра, очистки или подвальцовки трубок без разборки эжектора, поскольку крышки водяных камер выполнены откидными.

Паровоздушная смесь поступает в камеру всасывания I ступени, после сжатия в диффузоре и охлаждения с частичной конденсацией в охладителе I ступени последовательно проходит II и III ступени сжатия и отводится в атмосферу. Образовавшийся конденсат отводится из каждого охладителя отдельным гидрозатвором: из охладителей I и II ступеней — в паровое пространство конденсатора, из охладителя III ступени — в открытую воронку. Основной конденсат подводится к охладителю I ступени, проходит последовательно через трубные пучки охладителей всех ступеней и отводится из эжектора.

Эжектор ЭПО-3-200 конструкции УТЗ (рис. 3.27) состоит из трех ступеней сжатия, причем первая ступень выполнена из двух

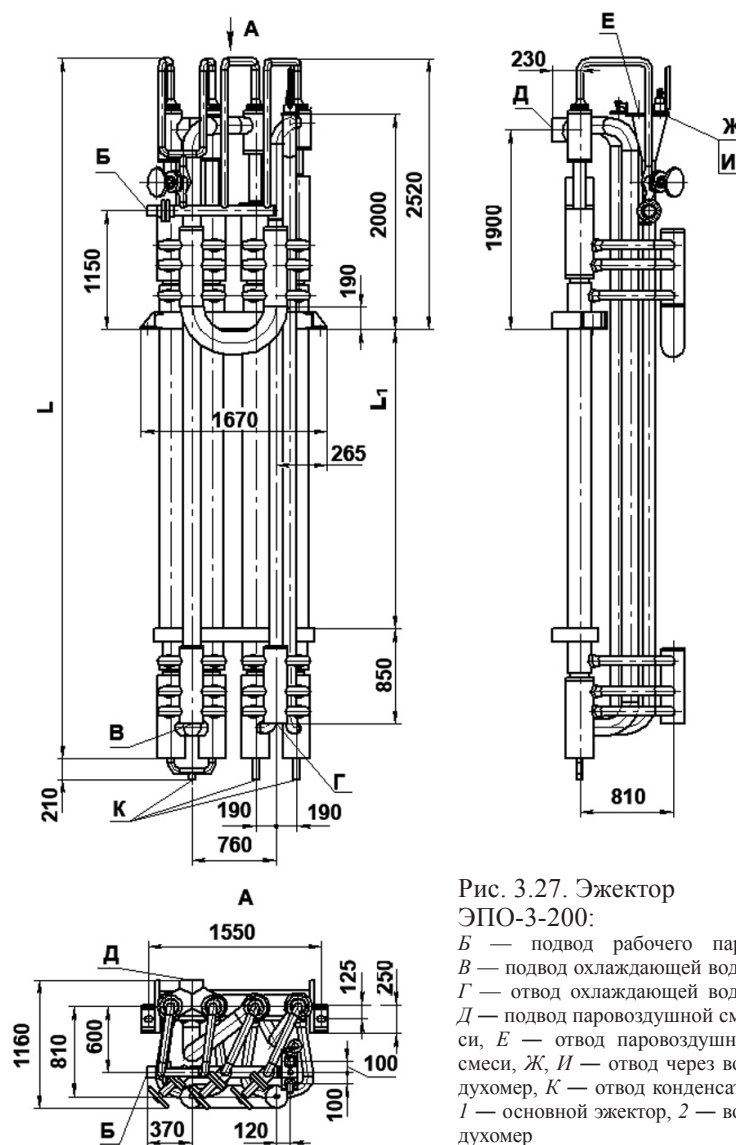


Рис. 3.27. Эжектор ЭПО-3-200:

Б — подвод рабочего пара, *В* — подвод охлаждающей воды, *Г* — отвод охлаждающей воды, *Д* — подвод паровоздушной смеси, *Е* — отвод паровоздушной смеси, *Ж, И* — отвод через воздухомер, *К* — отвод конденсата; *Л* — основной эжектор, *2* — воздухомер

одинаковых эжекторных групп, соединенных параллельно, каждая со своим охладителем, а вторая и третья ступени содержат по одной эжекторной группе с охладителем. Каждый из четырех одинаковых охладителей состоит из семи концентрично установленных друг в друга труб из углеродистой стали диаметром от $57 \times 3,5$ до 219×7 мм. Сечение центральной трубы перекрыто обтекателями, остальные трубы соединены сваркой таким образом, что образуется по три чередующихся кольцевых канала для прохода паровоздушной смеси попарно и охлаждающего конденсата. Установкой обтекателей и скруглением сварных соединений труб каналов достигается безударный характер натекания паровоздушной смеси при входе в охладитель. В сочетании с соосным расположением охладителя и диффузора и продольным течением паровоздушной смеси такая конструкция охладителя позволяет избежать образования застойных зон и обеспечивает высокую интенсивность конденсации. Слив конденсата рабочего пара из охладителей первой и второй ступеней эжектора через разделенный по ступеням гидрозатвор производится в конденсатор, а охладитель третьей ступени имеет атмосферный слив с гидрозатвором.

Для пропуска охлаждающего конденсата эжектор снабжен двумя нижними и двумя верхними водяными камерами, каждая из которых соединена тремя трубами с кольцевыми каналами каждого из двух параллельно включенных по основному конденсату охладителей.

В зависимости от расхода основного конденсата, определяемого типом турбины, охладители могут быть соединены между собой в двух вариантах. При включении охладителей по первому варианту все они соединены по основному конденсату параллельно (одноходовой вариант), в этом случае основной конденсат подводится к двум нижним водяным камерам, проходит параллельно через все охладители и отводится из двух верхних водяных камер. Расход основного конденсата в этом варианте меняется от 125 до 500 т/ч.

При соединении охладителей по второму варианту параллельные по основному конденсату охладители первой ступени включены последовательно с параллельными по основному конденсату охладителями второй и третьей ступеней (двухходовой вариант). В этом случае основной конденсат подводится к нижней водяной камере и отводится из верхней водяной камеры охладителя первой ступени, затем перепускается к верхней водяной камере и отводится от эжектора из нижней водяной камеры охладителей второй и третьей ступеней. Интервал расходов охлаждающего конденсата в этом варианте — от 70 до 250 т/ч. Определенным недостатком конструкции является ее низкая ремонтпригодность.

Для отсоса пара из концевых уплотнений турбин УТЗ выпускаются эжекторы типа ЭПУ-0,9-900 и ЭПУ-0,9-1900 (рис. 3.28). Эти эжекторы одинаковы по конструкции, но различаются расходом отсасываемой паровоздушной смеси. Эжекторы имеют одну ступень сжатия и два охладителя — предвключенный и концевой. По охлаждающей воде (основному конденсату) охладители могут быть соединены как параллельно, так и последовательно. Эжектор изготавливается в четырех модификациях: I — с латунными прямыми трубками и двумя вариантами включения охладителей, II — с нержавеющими прямыми трубками и двумя вариантами включения охладителей. Рабочее положение эжектора наклонное (10° к горизонту), что позволяет повысить тепловую эффективность охладителей.

Технические характеристики эжекторов и их охладителей представлены в табл. 3.7 и 3.8 [13, 15].

3.1.3. Подогреватели сетевой воды

Для подогрева сетевой воды применяют теплообменные аппараты поверхностного типа, что позволяет исключить смешение теплоносителей.

Греющий пар омывает трубки поверхности теплообмена снаружи, а сетевая вода циркулирует внутри трубок. В зависимости от температурного графика теплосети подогрев воды в основных сетевых подогревателях осуществляется от $40\text{—}70$ до $70\text{—}120^\circ\text{C}$.

По конструкции различают сетевые подогреватели вертикального и горизонтального типов.

Горизонтальные сетевые подогреватели входят в состав отопительных установок крупных теплофикационных турбин изготовления Уральского турбинного завода (УТЗ) и Ленинградского металлического завода (ЛМЗ) и производятся этими же заводами. Величина поверхности теплообмена ПСГ находится в диапазоне от 800 до 5000 м². Применение горизонтальных сетевых подогревателей в составе современных крупных теплофикационных турбин обеспечивает более удобную компоновку подогревателей в машинном зале и сокращение длины подводящих трубопроводов отборов пара от турбин.

Вертикальные сетевые подогреватели выпускаются главным образом Саратовским заводом энергетического машиностроения (СЗЭМ) и используются в составе установок подогрева сетевой воды небольшой и средней теплопроизводительности (например, в теплофикационных установках турбин Т-25-90, ПТ-25-90, ПТ-60/75-90/13, ПТ-60/75-130/13), а также для покрытия пиковых нагрузок в составе систем теплофикации электростанций, и имеют поверхности теплообмена из ряда 45, 63, 90, 200, 315 и 500 м².

На рис. 3.29 в качестве примера изображен сетевой подогреватель вертикального типа ПСВ-500-14-23.

Таблица 3.7

Технические характеристики основных пароструйных эжекторов

Тип эжектора	Завод- изготовитель	№ ступени	Производительность на паровоздушной смеси, м³/ч	Производительность на сухом воздухе, кг/ч *	Расход охлаждающей воды, т/ч	Расход рабочего пара, кг/ч	Давление, МПа / температура рабочего пара, °С	Площадь охлаждителя, м²	Диаметр критического сече- ния сопла, мм	Диаметр цилиндрического участка камеры смешения, мм
ЭПО-3-75 (ЭП-3-25/75)	ХТЗ	I	3840	25/75	165,0	171	0,51/160	14,0	9,0	73,0
		II			165,0	325		9,6	12,4	55,2
		III			165,0	516		7,5	15,6	35,0
ЭПО-3-150		I	4960	50/150	221,5	385	0,51/160	40,0	13,5	114,0
		II			166,5	804		30,0	19,5	84,0
		III			112,0	945		20,0	22,0	50,0
ЭП-3-100/300		I	13750	50/300	149,1	1700	0,51/160	30,0	28,5	147,0
		II			77,9	1075		13,3	22,5	95,0
		III			—	1270		—	24,5	55,0
ЭП-3-55/150		I	11200	40/150	283,0	1225	0,51/160	49,1	24,0	170,0
		II			206,0	1390		35,7	25,6	96,0
		III			141,0	932		24,5	21,8	52,0
ЭП-3-100/220		I	7675	100/225	283,0	840	0,82/170	49,1	16,0	133,0
		II			206,0	840		35,7	16,0	75,0
		III			141,0	1360		24,5	20,3	58,0
ЭП-2-400	ЛМЗ	I	1500	60	40,0	200	1,60/400	10,9	7,0	50,0
		II			40,0	200		5,4	7,0	26,0
		III			—	—		—	—	—
ЭП-3-600		I	3000	70	75,0	200	1,33/400	14,3	6,8	92,0
		II			46,0	200		8,4	6,8	46,0
		III			29,0	200		5,1	6,8	22,0
ЭПО-3-750-1		—	—	70	150	750	0,35/—	30	—	—

ЭПО-3-135	УТЗ	I II III	—	85/135	70—200	630	0,39/155 (330)	28,5	12,0 12,0 10,4	67,0 43,0 28,0
ЭПО-3-200*		I II III	—	210	150 75 75	296 296 296	0,51/330	20,0 10,0 10,0	8,5 12,0 12,0	47,5 47,5 33,5
ЭПО-3-200**		I II III	—	210	120,0 60,0 60,0	296 296 296	0,51/330	20,0 10,0 10,0	8,5 12,0 12,0	47,5 47,5 33,5
ЭП-3-2		I II III	—	85/135	70—200	280 280 280	0,49/160 (330)	14,2 8,0 5,1	—	—
ЭП-3-3		I II III	—	85/135	70—200	280 280 280	0,49/160 (330)	14,2 8,0 5,1	—	—

Примечания. В скобках указана максимальная температура рабочего пара.

* Одноходовой вариант (все охладители соединены параллельно).

** Двухходовой вариант (последовательное соединение двух групп параллельных охладителей: I + I и II + III).

Таблица 3.8

Технические характеристики охладителей эжекторов уплотнений

Типоразмер подогревателя	Площадь, м ²	Число трубок	Тип трубок	Материал трубок	Диаметр, мм	Число ходов по воде	Расход основного конденсата, м ³ /ч	Температура основного конденсата на входе, °С	Давление пара, МПа (кгс/см ²)	Гидравлическое сопротивление, МПа (м вод. ст.)	Тип турбины
ЭУ-8М	120	601	U-обр.	МНЖ5-1	19×1	4	305	25	0,59 (6,0)	—	К-300-240 УТЗ
ЭУ-16	270	1080	То же.	МНЖ5-1	19×1	4	1600	30	0,59 (6,0)	—	К-500-240 УТЗ
ЭПУ-0,9-900-1 предвключенная ступень концевая ступень	17,5 17,5	146 146	Прямые	Л68	19×1 19×1	1 1	70—260**	40	0,39 (3,9)	0,040 (4,0)	ПТ-30/35-90/10 УТЗ Т-50/60-130-6 (7) УТЗ Т-60/65-130 УТЗ
ЭПУ-0,9-900-П предвключенная ступень концевая ступень	17,5 17,5	146 146	То же	08X18Н10Т	19×1 19×1	1 1	70—260**	40	0,39 (3,9)	0,040 (4,0)	
ЭПУ-0,9-900-П предвключенная ступень концевая ступень	17,5 17,5	146 146	—«—	Л68	19×1 19×1	1 1	140—520*	40	0,39 (3,9)	0,021 (2,1)	
ЭПУ-0,9-900-IV предвключенная ступень концевая ступень	17,5 17,5	146 146	—«—	08X18Н10Т	19×1 19×1	1 1	140—520*	40	0,39 (3,9)	0,021 (2,1)	ПТ-90/125-130/10-1 (2) УТЗ Р-100-130/15 УТЗ Т-110/120-130 УТЗ Пт-100/110-90 УТЗ Т-185/220-130 УТЗ
ЭПУ-0,9-1900-1 предвключенная ступень концевая ступень	17,5 17,5	146 146	—«—	Л68	19×1 19×1	1 1	110—260** 220—520*	40	0,39 (3,9)	0,0394 (3,9)** 0,020 (2,0)*	
ЭПУ-0,9-1900-П предвключенная ступень концевая ступень	17,5 17,5	146 146	То же	08X18Н10Т	19×1 19×1	1 1	110—310** 220—620*	40	0,39 (3,9)	0,0485 (4,8)** 0,0854 (8,5)*	
ЭУ-120	120	—	То же	08X18Н10Т	19×1	1	140—500	40	0,39 (3,9)	0,077 (7,9)	ПТ-140/165-130/15 УТЗ Т-250/300-240-2 УТЗ

* Все охладители соединены параллельно.

** Последовательное соединение двух групп параллельных охладителей: I+I и II+II.

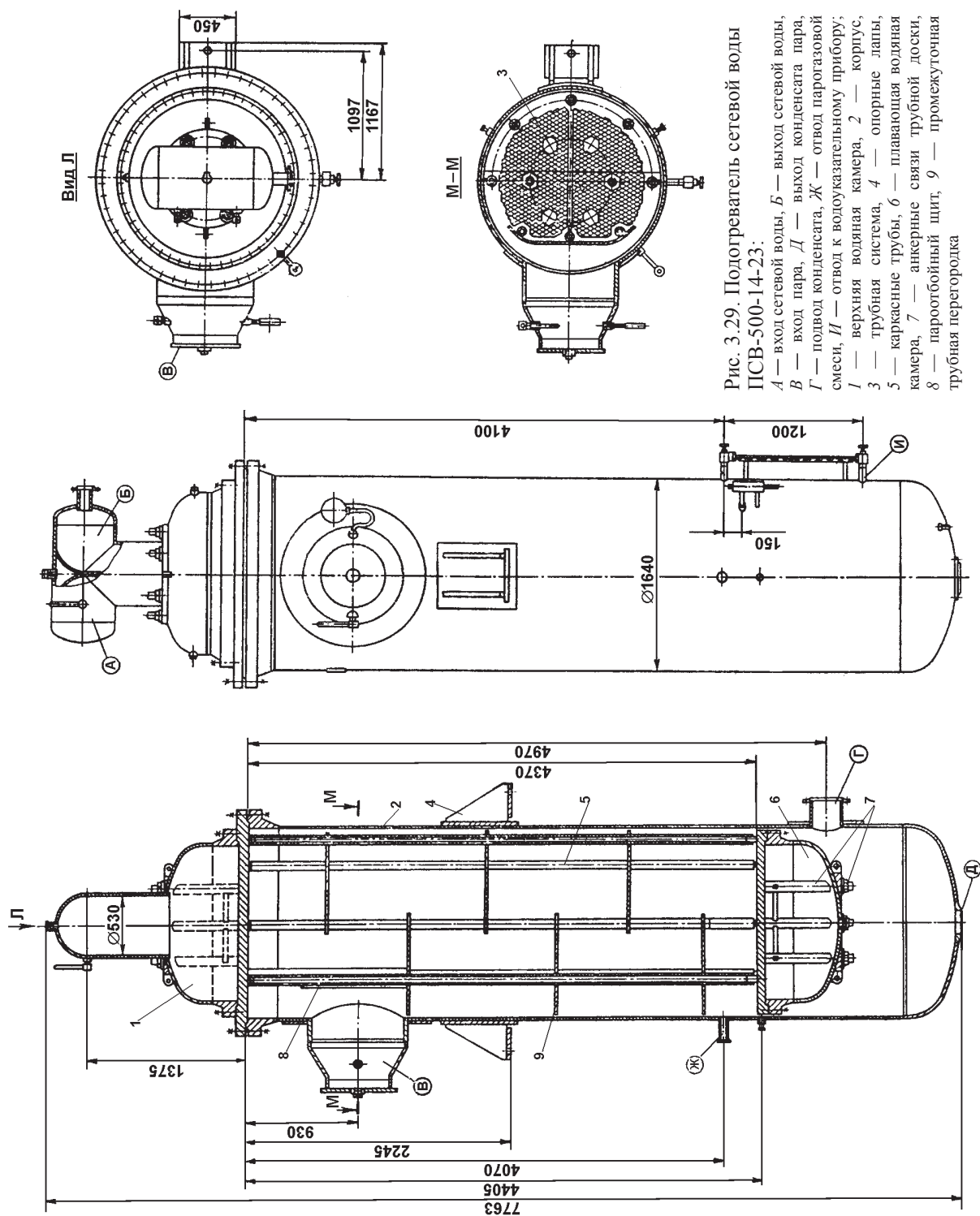


Рис. 3.29. Подогреватель сетевой воды ПСВ-500-14-23:

А — вход сетевой воды, В — выход сетевой воды, Г — вход пара, Д — выход конденсата пара, Г — подвод конденсата, Ж — отвод парогазовой смеси, И — отвод к водоуказательному прибору; 1 — верхняя водяная камера, 2 — корпус, 3 — трубная система, 4 — опорные лапы, 5 — каркасные трубы, 6 — плавающая водяная камера, 7 — анкерные связи трубной доски, 8 — паротбойный щит, 9 — промежуточная трубная перегородка

Аппарат по своей конструкции является типовым. Подогреватель состоит из цилиндрического корпуса 2 с патрубком для ввода греющего пара *В* и расположенной над корпусом верхней водяной камеры 1 со сдвоенным патрубком для подвода и отвода сетевой воды. Внутри корпуса размещается поверхность нагрева в виде пучка 3 прямых трубок диаметром 19×1 мм. Трубки верхними концами развальцованы в трубной доске, зажатой между фланцами корпуса и верхней водяной камеры при помощи шпилек. Нижние концы трубок развальцованы в другой трубной доске, к которой на фланце присоединяется нижняя водяная камера 6.

Нижняя водяная камера крепится только к трубной доске и называется плавающей; ее вертикальные перемещения внутри корпуса аппарата компенсируют разность температурных удлинений трубок и корпуса и тем самым исключают появление в трубках термических усилий и напряжений. Для компенсации нагрузки на трубные доски, вызванной разностью давлений сетевой воды и греющего пара, используются шесть анкерных связей 7, соединяющих трубные доски с крышками водяных камер. Корпус подогревателя в месте приварки парового патрубка усиливается накладкой.

В нижней части корпуса подогревателя имеется фланец *Д* для присоединения трубопровода отвода дренажа (конденсата греющего пара), а выше него на корпусе подогревателя, на уровне плавающей водяной камеры, — патрубок *Г*, служащий для подвода конденсата греющего пара от верхнего сетевого подогревателя при каскадном сливе. В нижней части плавающей водяной камеры находится штуцер для опорожнения трубной системы от сетевой воды перед ремонтом. На корпусе подогревателя выше плавающей водяной камеры расположен штуцер для отсоса воздуха из подогревателя.

Для предохранения трубного пучка от воздействия динамического напора потока пара и эрозии каплями воды, которые приносятся с влажным паром из отбора турбины, а также для увеличения периметра натекания пара на трубный пучок служит паротбойный щиток 8, устанавливаемый в месте ввода греющего пара.

Поперечное обтекание паром трубного пучка обеспечивается установкой горизонтальных направляющих сегментных перегородок 9, каждая из которых перекрывает немного более половины площади горизонтального сечения корпуса подогревателя. Общее количество горизонтальных перегородок по высоте корпуса подогревателя определяется на основе теплового и вибрационного расчетов и может достигать шести. Горизонтальные перегородки и вертикальный паротбойный щиток крепятся электросваркой на шести каркасных трубах, соединяющих верхнюю и нижнюю трубные доски.

Верхняя водяная камера снабжена перегородкой, обеспечивающей двухходовое движение воды в подогревателе. Нижняя водяная камера выполняет функцию поворотной. Аппарат устанавливается на опорах — лапах 4, приваренных к корпусу и опирающихся на перекрытия или специальные стальные конструкции. Фланцы корпуса и водяных камер, а также трубные доски выполняются из стали 20К. Остальные элементы — из Ст.3сп.

Основные характеристики аппаратов типа ПСВ представлены в табл. 3.9 [13, 15].

На рис. 3.30 в качестве примера показана конструкция горизонтального подогревателя ПСГ-2300-2-8-1. Подогреватель имеет цельносварной корпус и предназначен для работы в составе теплофикационной установки турбины Т-110/120-130 при рабочем давлении пара от 0,06 до 0,25 МПа и при номинальном расходе сетевой воды 970 кг/с с максимальной температурой ее подогрева до 120 °С.

Поверхность нагрева подогревателя выполнена в виде прямых латунных трубок диаметром 24×1 мм и длиной около 6000 мм, концы которых развальцованы в трубных досках. Греющий пар поступает в аппарат через два цилиндрических патрубка, внутри которых смонтированы поворотные концентрические насадки, позволяющие развернуть поток пара и обеспечивающие равномерное распределение его вдоль трубного пучка. Трубный пучок в корпусе подогревателя расположен эксцентрично, что позволяет создать в зоне, прилегающей к месту ввода пара, симметричный клиновидный раздающий коллектор, охватывающий пучок. Паровоздушная смесь удаляется из подогревателя через перфорированный коллектор *Ж*, замыкающий воздухоохла-

Таблица 3.9

Технические характеристики вертикальных подогревателей сетевой воды

Типоразмер	Площадь теплообмена, м ²	Макс. температура пара на входе, °С	Рабочие параметры					Максимальный расчетный тепловой поток, 10 ⁻⁶ Вт (Ткал/ч)	Скорость воды при номинальном расходе, м/с	Гидравлическое сопротивление водяного тракта при ном. расходе МПа (кгс/см ²)
			Греющий пар		Вода					
			Давление, МПа (кгс/см ²)	Расход ном., т/ч	Давление, МПа (кгс/см ²)	Температура на входе, °С	Температура на выходе, °С			
Двухходовые										
ПСВ-45-7-15	45	400	0,7 (7,0)	19,0	1,5 (15)	70	110	180	2,00	0,015 (0,15)
ПСВ-63-7-15	63	400	0,7 (7,0)	20,0	1,5 (15)	70	110	240	2,00	0,020 (0,20)
ПСВ-90-7-15	90	400	0,8 (8,0)	29,0	1,6 (16)	110	150	350	1,95	0,030 (0,30)
ПСВ-125-7-15	125	400	0,7 (7,0)	41,0	1,5 (15)	70	110	500	2,00	0,030 (0,30)
ПСВ-200-7-15	200	400	0,8 (8,0)	89,1	1,5 (15)	70	125	800	1,95	0,031 (0,31)
ПСВ-200-14-23	200	400	1,4 (14,0)	86,0	2,3 (23)	110	150	800	2,00	0,035 (0,35)
ПСВ-300-14-23	300	400	1,5 (15,0)	90,0	2,4 (24)	130	180	800	—	0,030 (0,30)
ПСВ-315-3-23	315	400	0,4 (4,0)	69,0	2,4 (24)	70	120	1130	2,00	0,050 (0,50)
ПСВ-315-14-23	315	400	1,4 (14,0)	92,5	2,3 (23)	110	150	1130	2,30	0,048 (0,48)
ПСВ-500-3-23	500	400	0,25 (2,5) 0,4 (4,0)	115,0 102,5	2,4 (24)	70 95	110 130	1500	1,95 2,00	0,036 (0,36)
ПСВ-500-14-23	500	400	0,8 (8,0) 1,5 (15)	122,5 210,5	2,4 (24)	110 100	150 165	1500	2,00 2,10	0,036 (0,36)
ПСВ-520*	520	400	0,4 (4,0) 1,5 (15,0)	—	2,4 (24)	70 110	120 150	1130	—	0,053 (0,53) 0,054 (0,54)
ПСВ-550*	546	170 330	0,4 (4,0) 1,5 (15,0)	—	2,6 (26)	70 110	106 150	1018	—	0,042 (0,42) 0,045 (0,45)
ПСВ-650-6-25*	581	250	0,6 (6,0)	—	2,6 (26)	75	132	766 1158	—	0,009 (0,09) 0,021 (0,21)
Четырехходовые										
ПСВ-45-7-15	45	400	0,7 (7,0)	15,0	1,5 (15)	70	150	90	2,00	0,020 (0,20)
ПСВ-63-7-15	63	400	0,7 (7,0)	20,0	1,5 (15)	70	150	120	2,00	0,025 (0,25)
ПСВ-90-7-15	90	400	0,8 (8,0)	30,0	1,6 (16)	70	150	175	2,00	0,058 (0,58)
ПСВ-125-7-15	125	400	0,7 (7,0)	41,0	1,5 (15)	70	150	250	2,00	0,030 (0,30)
ПСВ-200-7-15	200	400	0,8 (8,0)	65,8	1,5 (15)	70	150	400	1,95	0,061 (0,61)
ПСВ-300-14-23	300	400	1,5 (15,0)	—	2,4 (24)	70	150	400	—	0,040 (0,40)

Примечание. Буквенное обозначение в типоразмере аппаратов: П — подогреватель, С — сетевой, В — вертикальный; первая группа цифр — поверхность теплообмена, м²; вторая группа цифр — расчетное давление воды в трубной системе, кг/см²; третья группа цифр — расчетное давление пара в корпусе, кг/см².
* Выпускаются Подольским машиностроительным заводом им. Г. К. Орджоникидзе.

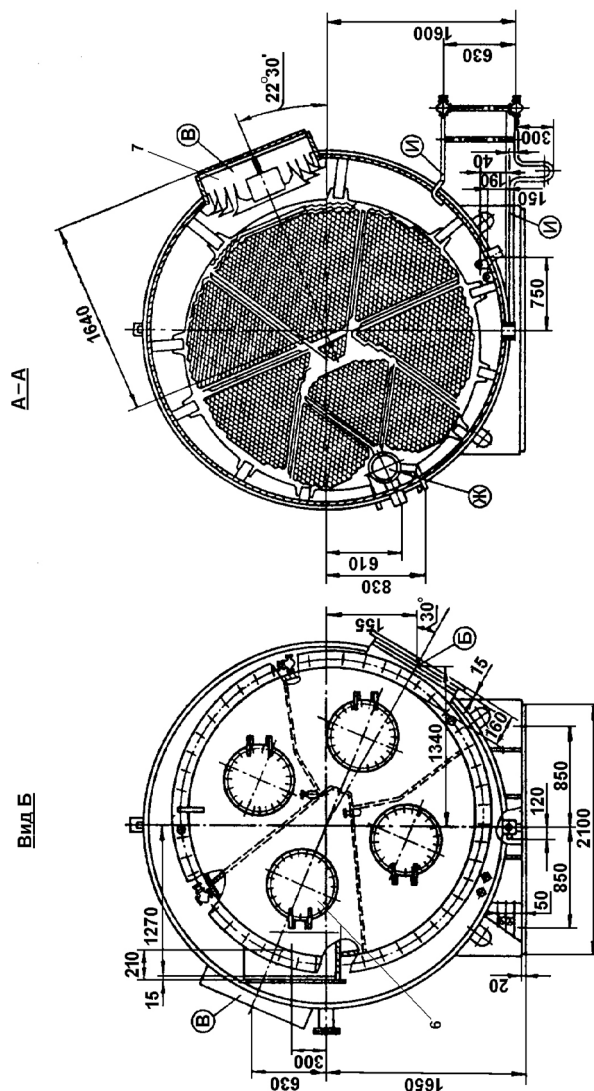
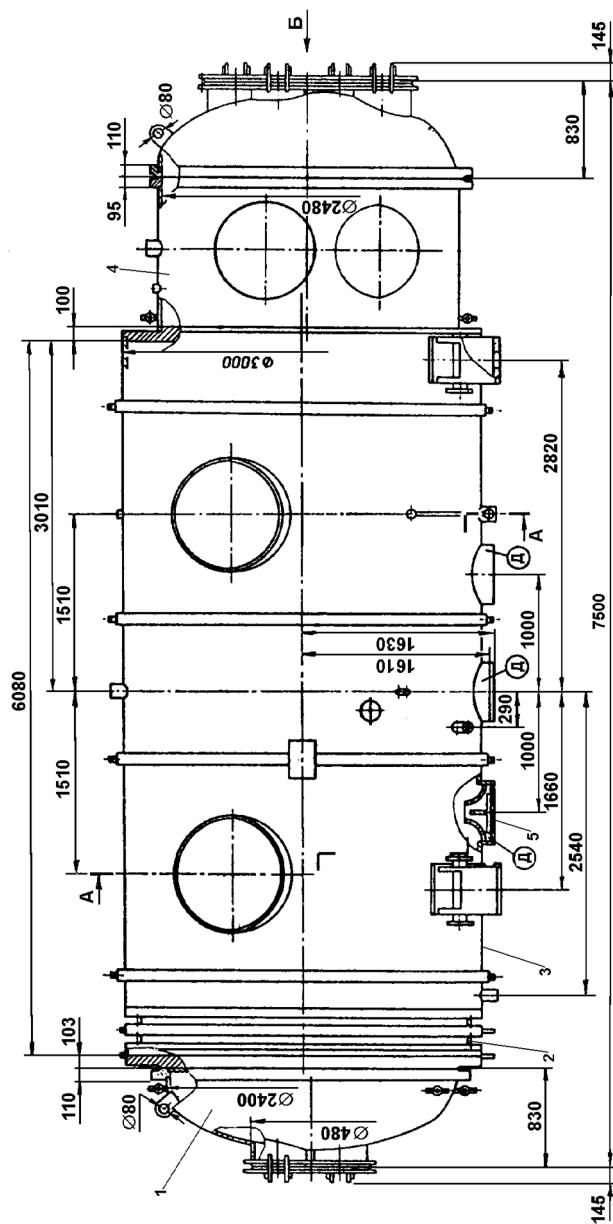


Рис. 3.30. Подогреватель сетевой воды ПСГ-2300-2-8-I турбины Т-110/120-130 УТЗ: 1 — поворотная водяная камера, 2 — линзовый компенсатор, 3 — корпус подогревателя, 4 — входная (передняя) водяная камера, 5 — воронка для слива конденсата, 6 — лазовый люк, 7 — центральный рассекаль. Остальные обозначения см. на рис. 3.29

дитель, который выделен в трубном пучке первого хода для конденсации и охлаждения смеси. Суммарная площадь отверстий, через которые паровоздушная смесь поступает в коллекторы, принимается обычно равной площади патрубка на отводе паровоздушной смеси из трубного пучка, а площадь поперечного сечения коллекторов — равной утроенной суммарной площади отверстий, расположенных между патрубком отвода паровоздушной смеси и наиболее удаленным краем коллектора. В результате создается зона равномерного всасывания по всей длине трубного пучка, минимизируется возможность возникновения воздушных мешков, нарушающих процесс теплообмена. Конденсат греющего пара сливается в нижнюю часть корпуса, а оттуда в конденсатосборник. В патрубках, соединяющих корпус подогревателя с конденсатосборником, установлены специально спрофилированные воронки, препятствующие обратному ходу среды при вскипании конденсата в конденсатосборнике из-за сброса нагрузки турбиной и снижения давления пара в отборах. Контроль уровня конденсата в паровом пространстве осуществляется с помощью указателей уровня и датчиков дистанционного контроля.

Дополнительная защита трубок поверхности нагрева от эрозии со стороны входа пара обеспечивалась установкой в первом ряду пучка (по периферии) отглушенных стальных трубок. Для компенсации температурных расширений трубного пучка на корпусе подогревателя со стороны поворотной водяной камеры установлен двойной линзовый компенсатор.

Аппарат снабжен двумя седловыми опорами, одна из которых является неподвижной. Расстояние между неподвижной и подвижной опорами определяется расчетом в зависимости от длины и массы аппарата с учетом температурных удлинений.

Для давлений сетевой воды 1,14 и 1,6 МПа заводом разработан новый типоразмерный ряд подогревателей сетевой воды с необходимыми изменениями в конструкции водяных камер этих аппаратов.

С целью повышения ремонтпригодности подогревателей при полной или частичной замене трубок поверхности теплообмена, устранении неисправностей внутренних элементов и систем, а также дефектов в сварных соединениях в аппаратах новых типоразмеров усовершенствована конструкция поворотных насадок, устанавливаемых в пароприемные патрубки, и паровых щитов между секторами трубного пучка.

Поворотные насадки новой конструкции обеспечивают разворот парового потока при входе в ПСГ на 90 град, что позволило отказаться от установки в периферийных рядах стальных трубок-отбойников. Насадки выполнены составными из четырех секторов, соединенных попарно, что существенно облегчает их выемку при необходимости использования пароприемных патрубков в качестве лазовых люков и установку их на прежнее место.

На рис. 3.31 показана конструкция паровых щитов сетевого подогревателя ПСГ-2200-3-16-I. Паровые щиты новой конструкции снабжены лазовыми люками 3, состоящими из продольных элементов коробчатого сечения. Лазовые люки Г и Д имеются во всех отсеках и секторах трубного пучка, кроме паровых щитов, отделяющих зону воздухоохладителя. Конструкция паровых щитов в зоне воздухоохладителя позволяет в процессе эксплуатации производить их гидравлическое испытание давлением, равным давлению гидравлического испытания парового пространства подогревателя (0,44 МПа). Внутренние полости этих щитов объединены системой продольных и поперечных каналов, выведенных через сигнальные штуцеры на наружную поверхность трубной доски со стороны входной водяной камеры. Контроль герметичности этих внутренних полостей производится соединением их с атмосферой на режимах работы аппарата, когда абсолютное давление пара в его межтрубном пространстве составляет не более 0,14 МПа и не менее 0,06 МПа. Уплотнение контролируемых полостей при выявлении в них неплотностей производится подачей туда конденсата при давлении, превышающем давление в межтрубном пространстве аппарата на данном режиме работы не более чем на 0,15 МПа. Отвод конденсата из полостей осуществляется в открытую воронку.

В табл. 3.10 приведены основные технические характеристики ряда горизонтальных сетевых подогревателей [13, 15].

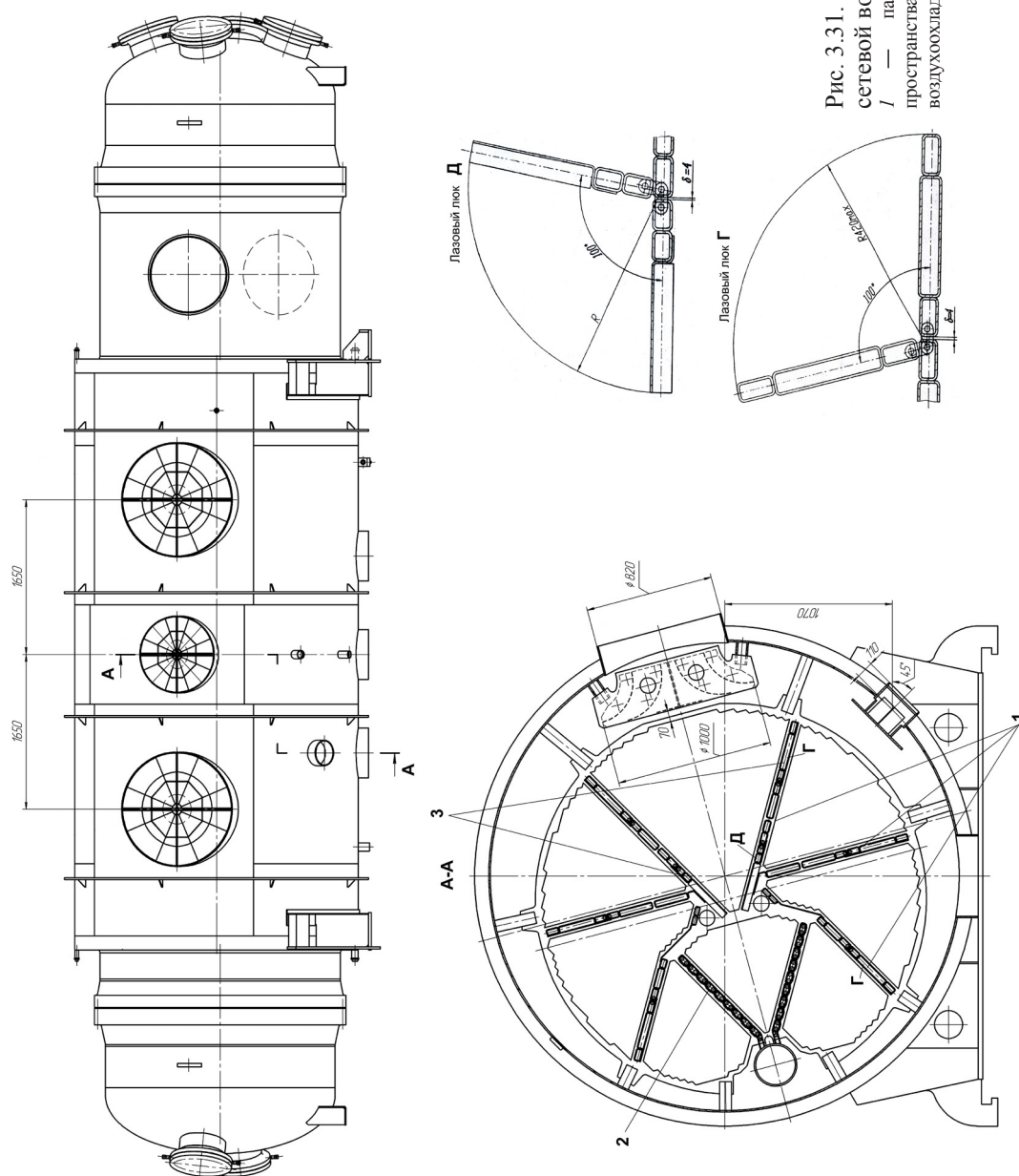


Рис. 3.31. Подогреватель сетевой воды ПСГ-2200-3-16-Г:
 1 — паровые щиты межтрубного пространства, 2 — паровые щиты воздухоохладителя, 3 — лазовые люки (Г, Д)

Таблица 3.10

Технические характеристики горизонтальных подогревателей сетевой воды

Типоразмер	Поверхность теплообмена, м²	Рабочие параметры										Расчетные гидравлическое сопротивление водяного пространства для чистых трубок, МПа (кгс/см²)			
		Расчетное давление, МПа (кгс/см²), изб.		Греющий пар				Нагреваемая сетевая вода						Расчетный тепловой поток, 10 ⁻⁶ Вт (Г кал/ч)	
				Максимальная температура на входе, °С	Расход, т/ч		Максимальная температура на входе, °С	Расход, т/ч							
					но м.	макс.		но м.	макс.	но м.	макс.				
		но м.	макс.	но м.	макс.	но м.	макс.	но м.	макс.	но м.	макс.	но м.	макс.	но м.	макс.
ПСГ-800-3-8-I	800	0,3 (3,0)	0,78 (8,0)	0,03—0,25 (0,3—2,5)	250	58	116	120	1500	2000	1250	34,9 (30,0)	69,8 (60,0)	0,035 (0,35)	0,084 (0,84)
ПСГ-1250-3-11,4-II	1250	0,3 (3,0)	1,12 (11,4)	0,03—0,25 (0,3—2,5)	250	90	220	127	2000	3000	1200	54,0 (46,0)	134,0 (115,0)	0,038 (0,38)	0,082 (0,82)
ПСГ-1300-3-8-I,II	1300	0,3 (3,0)	0,78 (8,0)	0,03—0,25 (0,3—2,5)	250	90	230	123	2300	3000	1200	54,0 (46,0)	140,0 (120,0)	0,052 (0,52)	0,084 (0,86)
ПСГ-2200-2-16-I	2200	0,2 (2,0)	1,57 (16)	0,03—0,23 (0,3—2,3)	250	170	345	123	3500	4500	1700	102,0 (87,5)	209,0 (180,0)	0,069 (0,703)	0,110 (1,12)
ПСГ-2200-3-16-I	2200	0,3 (3,0)	1,57 (16)	0,06—0,25 (0,6—2,5)	250	170	225	127	3500	4500	1700	102,0 (87,5)	135,0 (116,0)	0,069 (0,703)	0,110 (1,12)
ПСГ-2300-2-8-I	2300	0,2 (2,0)	0,78 (8,0)	0,03—0,2 (0,3—2,0)	250	170	360	123	3500	4500	1700	101,8 (87,5)	203,0 (188,0)	0,063 (0,64)	0,100 (1,03)
ПСГ-2300-3-8- II	2300	0,3 (3,0)	0,78 (8,0)	0,06—0,25 (0,6—2,5)	250	170	240	127	3500	4500	1700	101,8 (87,5)	145,0 (125,0)	0,063 (0,64)	0,100 (1,03)
ПСГ-3000-3-11,4-I	3000	0,3 (3,1)	1,12 (11,4)	0,06—0,25 (0,6—2,5)	250	180	235	124	3500	5000	1900	113,0 (92,5)	143,0 (123,0)	0,058 (0,58)	0,110 (1,13)
ПСГ-3000-3-11,4-II	3000	0,3 (3,1)	1,12 (11,4)	0,03—0,22 (0,3—2,2)	250	180	355	124	3500	5000	1900	113,0 (92,5)	215,0 (185,0)	0,058 (0,58)	0,110 (1,13)
ПСГ-4900-2,2-11,4-II	4900	0,22 (2,2)	1,12 (11,4)	0,06—0,20 (0,6—2,0)	300	310	645	120	6000	8000	2600	204,0 (175,0)	419,0 (360,0)	0,110 (1,08)	0,180 (1,85)
ПСГ-5000-2,5-8-I	4950	0,25 (2,5)	0,78 (8,0)	0,03—0,15 (0,3—1,5)	300	310	645	115	6000	8000	2700	204,0 (175,0)	419,0 (360,0)	0,098 (1,00)	0,165 (1,65)
ПСГ-5000-3,5-8-I	4950	0,34 (3,5)	0,78 (8,0)	0,06—0,20 (0,6—2,0)	300	310	430	120	6000	8000	2700	204,0 (175,0)	279,0 (240,0)	0,098 (1,0)	0,154 (1,58)
ПСГ-5000-3,5-8-II	4950	0,34 (3,5)	0,78 (8,0)	0,06—0,30 (0,6—3,0)	250	270	540	129	6000	7200	2700	163,0 (140,0)	326,0 (280,0)	0,091 (0,93)	0,129 (1,31)

Примечание. Буквенное обозначение в типоразмере аппаратов: П — подогреватель, С — сетевой, Г — горизонтальный; первая группа цифр — поверхность теплообмена, м²; вторая группа цифр — расчетное давление воды в трубной системе, кг/см²; третья группа цифр — расчетное давление пара в корпусе, кг/см²; римская цифра — номер модификации.

3.1.4. Маслоохладители

В системах маслоснабжения ПТУ преимущественное распространение получили вертикальные маслоохладители с поверхностью из гладких трубок. Общие технические требования к ним, типоразмерные ряды, правила приемки, методы испытаний и гарантии регламентированы ГОСТ 9916, который устанавливает два типа охладителей — МА и МБ, рассчитанные на использование охлаждающей воды с начальной температурой соответственно 20 и 33 °С (табл. 3.11) [151]. Стандарт не распространяется на маслоохладители, встроенные в масляный бак турбины.

Маслоохладители должны быть герметичными по масляной и водяной сторонам как при превышении давления масла над давлением воды, так и при превышении давления воды над давлением масла.

Конструкция маслоохладителей должна предусматривать:

- возможность очистки, химической промывки и консервации в эксплуатационных условиях;
- компенсацию термических расширений;
- возможность замены протекторной защиты;
- возможность проведения гидравлических испытаний корпуса совместно с трубной системой;
- удобство проведения монтажных и ремонтных работ.

Наружные необработанные поверхности маслоохладителей и внутренние поверхности водяных камер должны быть покрыты водостойкой краской или лаком. Перед покрытием поверхности необходимо очистить от грязи, продуктов коррозии, окалины и сварочного шлака, а также обезжирить. Покрытие должно лежать тонким, ровным слоем, без потеков, пузырей и трещин.

Маслоохладители должны иметь следующие показатели надежности и долговечности [147, 151]:

- Установленный срок службы не менее 30 лет.
- Установленный ресурс между капитальными ремонтами не менее 40000 (50000) ч.
- Средняя наработка на отказ не менее 16000 ч.
- Коэффициент готовности не менее 0,992 (0,993).

На эффективность работы маслоохладителей большое влияние оказывают протечки масла помимо трубного пучка. Для их уменьшения в маслоохладителях типа МБ внутренняя поверх-

Таблица 3.11

Основные параметры маслоохладителей

Параметр	Тип маслоохладителя	
	МА	МБ
Температура охлаждающей воды на входе (предельное отклонение +1), °С	20	33
Температура масла на входе, °С	55	55
Температура масла на выходе, °С	45	45
Гидравлическое сопротивление по масляной стороне, МПа (кгс/см ²)	£ 0,1 (1,0)	£ 0,1 (1,0)
Кратность охлаждения (отношение массового расхода воды к массовому расходу масла)	1,6±0,2	1,6±0,2
Гидравлическое сопротивление по воде при кратности охлаждения 1,6 (предельное отклонение +0,002), МПа	Не более 0,04	Не более 0,04

Примечание. Маслоохладители типа МБ допускается кратковременно эксплуатировать при температуре охлаждающей воды на входе 36 °С. В период промывания маслосистем допускается работа маслоохладителей при температуре масла на входе до 65 °С, но не более 24 ч.

ность корпуса и наружная кромка кольцевых перегородок подвергаются токарной обработке с целью обеспечения минимальных зазоров между ними. В некоторых маслоохладителях с целью уменьшения протечек применяются сегментные перегородки, а в маслоохладителях типа М перегородки со стороны масла вообще отсутствуют, при этом трубный пучок заключен в дополнительный кожух.

По-разному решается проблема компенсации температурных расширений трубной системы относительно корпуса. В маслоохладителях типа МБ, выпускаемых заводом «Красный гидропресс» (г. Таганрог), температурные расширения трубной системы относительно корпуса компенсируются с помощью мембраны в верхней части аппарата, а в маслоохладителях ХТЗ эта проблема решается с помощью плавающей верхней водяной камеры. В маслоохладителях типа М (ЛМЗ, УТЗ) для дополнительной компенсации температурных расширений трубной системы относительно корпуса в его верхней части имеется линзовый компенсатор.

Рассмотрим типовые конструкции ряда маслоохладителей.

Маслоохладители производства завода «Красный гидропресс». На рис. 3.32 представлен маслоохладитель типа МБ-63-90, а в табл. 3.12 приведены характеристики выпускаемых заводом маслоохладителей.

МБ-63-90 представляет собой вертикальный кожухотрубный теплообменник, в котором охлаждающая вода движется внутри трубок, а охлаждаемое масло — в межтрубном пространстве.

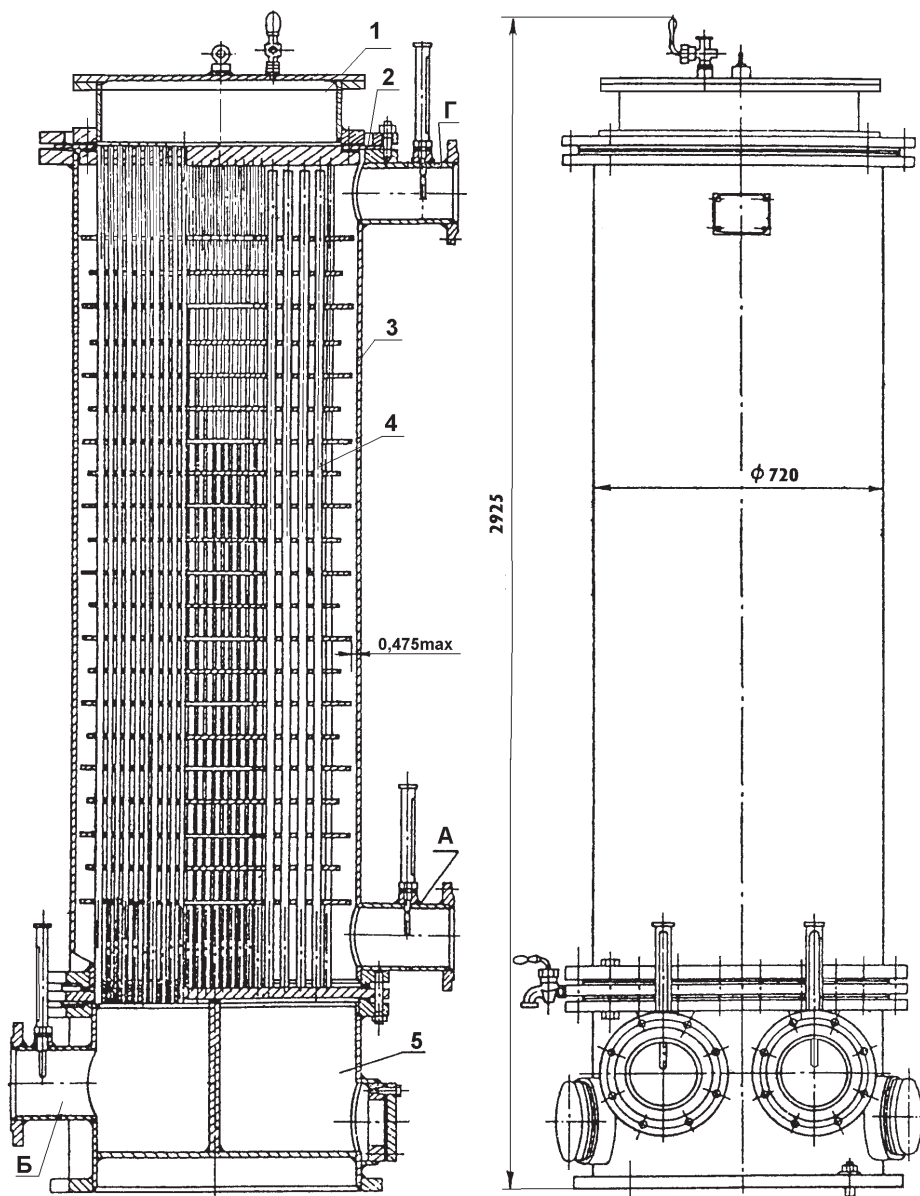


Рис. 3.32. Маслоохладитель МБ-63-90:

1 — верхняя водяная камера, 2 — мембрана, 3 — корпус, 4 — трубная система, 5 — нижняя водяная камера; А — вход масла, Б — вход воды, Г — выход масла

Таблица 3.12

Характеристики маслоохладителей завода «Красный гидропресс» (г. Таганрог)

Параметр	Тип маслоохладителя			
	МБ-20-30	МБ-25-37	МБ-40-60	МБ-63-90
Поверхность охлаждения, м ²	20	25	40	63
Номинальный расход масла, м ³ /ч	30	37	60	90
Номинальная кратность охлаждения	1,6±0,2	1,6±0,2	1,6±0,2	1,6±0,2
Номинальная температура масла, °С:				
на входе	55	55	55	55
на выходе	45	45	45	45
Номинальная температура воды на входе, °С	33	33	33	33
Гидравлическое сопротивление охладителя, МПа:				
при номинальном расходе воды	0,02	0,02	0,02	0,03
при номинальном расходе масла	0,1	0,1	0,1	0,1
Общее число трубок, шт.	288	288	576	576
Диаметр и толщина стенки трубки, мм	16×1	16×1	16×1	16×1
Полная высота аппарата, мм	2230	2480	2208	2925
Наружный диаметр корпуса, мм	530	530	720	720
Масса аппарата, кг	880	920	1340	1650
Тип турбоустановки, комплектуемой маслоохладителем	ДК-20-120	—	ПТ-60-90/120 АР-35-65	К-50-90-3 К-100-90 К-200-130 ПТ-50-90/13 ПТ-50-130/13 ПТ-60/75-130/13

Направление движения масла задается системой перегородок типа «диск — кольцо». Характер омыwania трубок маслом приближается к поперечному. Величина зазоров между наружными кромками кольцевых перегородок и внутренней поверхностью корпуса не превышает 0,5 мм. Вода и масло подводятся снизу. Охладитель состоит из следующих основных узлов: верхней водяной камеры 1, трубной системы 4, корпуса 3, нижней водяной камеры 5. Компенсация температурных расширений трубной системы относительно корпуса обеспечивается с помощью мембраны 2, установленной в верхней части корпуса. Для слива воды и масла, а также выпуска воздуха из полостей охладитель снабжен соответствующими кранами.

Концы трубок в трубных досках закреплены с помощью вальцовки. В каждом из трех отсеков нижней водяной камеры (здесь установлена Т-образная перегородка) имеются окна со съемными крышками, через которые обеспечивается доступ в эти отсеки для ремонта аппарата. Для этих же целей на верхней водяной камере имеется съемная крышка.

Маслоохладители производства ЛМЗ. На рис. 3.33 показан маслоохладитель М-540. Он представляет собой вертикальный кожухотрубный теплообменник, поверхность охлаждения которого набрана из латунных трубок, несущих снаружи спиральное проволочное петельное оребрение. По тракту воды охладитель двухходовой, а по тракту масла — одноходовой.

Концы трубок, несущих оребрение (коэффициент оребрения 11), крепятся в трубных досках вальцеванием. В пучки между соседними трубками, расположенными в вершинах равнобедренных треугольников, устанавливаются деревянные или пластмассовые вставки. Масло в аппарате движется в каналах, образованных наружными поверхностями трубок, несущих оребрение, и вставками. Проволочное оребрение на трубках, кроме общего увеличения поверхности теплообмена, предназначено для разрушения пограничного слоя и турбулизации потока масла. Оребрение выполнено из красномедной проволоки диаметром 0,69 мм. Для придания жесткости трубный пучок снаружи стягивается стальными бандажами и заключен в дополнительный кожух 5. Верхняя водяная камера имеет внутренний фланец для крепления по внутреннему контуру гибкой мембраны 3 к верхней плавающей трубной доске. В верхней части корпуса для дополнительной компенсации температурных расширений имеется компенсатор. Для облегчения доступа к трубной системе на корпусе имеется дополнительный фланцевый разъем. Основные узлы охладителя следующие: верхняя водяная камера 2 с крышкой 1, корпус 4, трубная система 6 с кожухом 5, нижняя водяная камера 8.

В настоящее время вместо маслоохладителей М-540 и М-240 на ЛМЗ изготавливаются маслоохладители МП-330-300-1 и МП-165-150-1, поверхность теплообмена которых образована стальными нержавеющими трубками с алюминиевым оребрением. Герметичность этих аппаратов обеспечивается сварным соединением трубок с трубными досками.

Ниже (табл. 3.13) приведены характеристики маслоохладителей, изготавливаемых ЛМЗ.

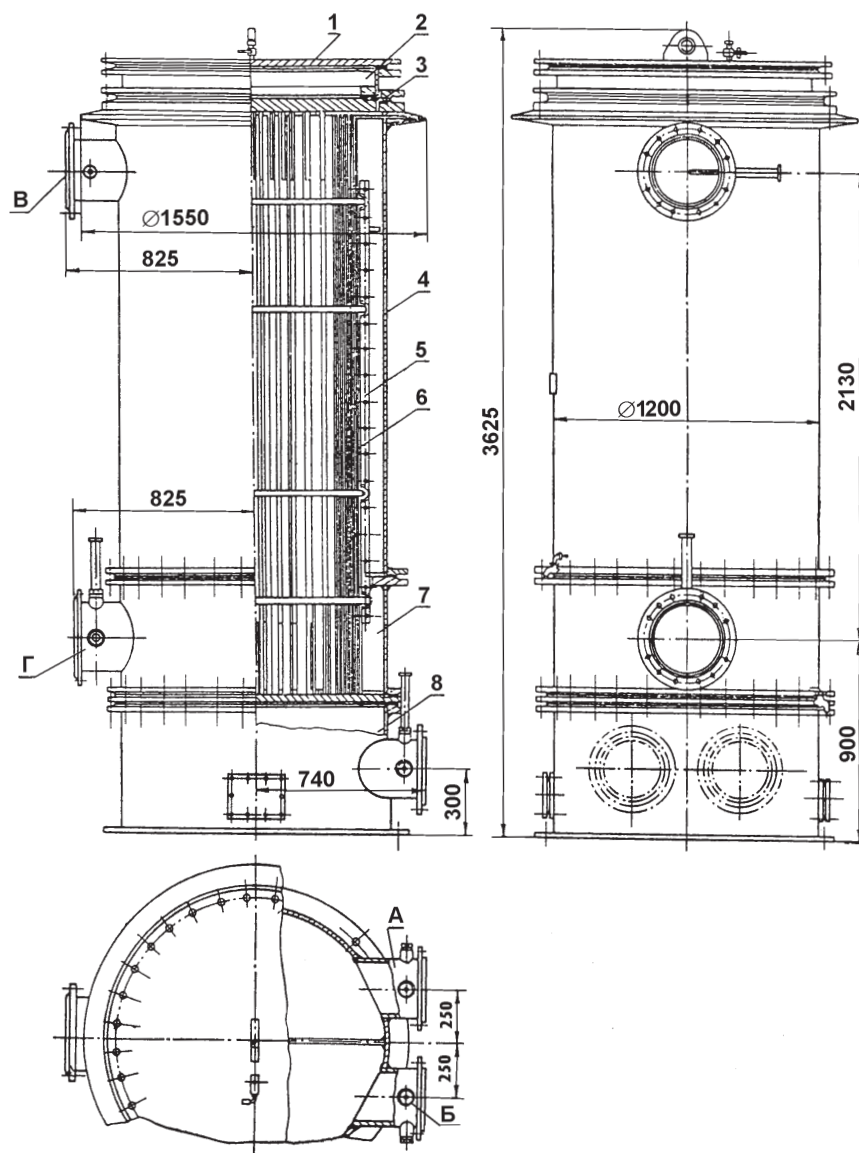


Рис. 3.33. Маслоохладитель М-540:

1 — крышка, 2 — верхняя водяная камера, 3 — мембрана, 4 — корпус, 5 — кожух, 6 — трубная система, 7 — нижняя часть корпуса, 8 — нижняя водяная камера; А — вход воды, Б — выход воды, В — вход масла, Г — выход масла

Таблица 3.13

Характеристики маслоохладителей ЛМЗ

Параметр	Тип маслоохладителя			
	М-240	М-540	МП-165-150-1	МП-330-300-1
Поверхность охлаждения, м ²	240	540	222	440
Коэффициент оребрения трубок	11,0	11,0	10,5	10,5
Номинальный расход масла, м ³ /ч	165	330	165	330
Номинальный расход воды, м ³ /ч	150	300	150	300
Число ходов масла	1	1	4	2
Номинальная температура масла, °С:				
на входе	55	55	55	55
на выходе	45	45	44	44
Номинальная температура воды				
на входе, °С	33	33	33	33
Число ходов воды	2	2	2	2
Гидравлическое сопротивление маслоохладителя при номинальном расходе, МПа:				
по воде	0,030	0,0180	0,020	0,021
по маслу	0,025	0,0374	0,020	0,020
Общее число оребренных трубок, шт.	184	444	178	352
Диаметр и толщина стенки трубок, мм	19×1	19×1	19×1,2	19×1,2
Полная высота аппарата, м	3522	3625	2840	2840
Наружный диаметр корпуса, мм	850	1200	980	1250
Масса аппарата сухого, кг	2990	5796	2890	4535

Маслоохладители производства ХТЗ. Технические характеристики маслоохладителей ХТЗ приводятся в табл. 3.14.

На рис. 3.34 показан маслоохладитель типа МБ-50-75. Этот маслоохладитель отличается от аппарата МБ-63-90 способом компенсации температурных расширений трубной системы относительно корпуса. Как видно из рис. 3.34, верхняя водяная камера является плавающей. В верхней части корпуса на фланцах крепится крышка.

Отвод воздуха из верхней водяной камеры осуществляется через трубку, выведенную из аппарата через сальник на крышке. Подвод масла в охладитель производится в верхнюю часть корпуса, а отвод — из нижней. Движение масла в межтрубном пространстве также организуется с помощью перегородок типа «диск — кольцо». Для создания в аппарате четырех ходов воды в нижней камере имеется Т-образная, а в верхней — продольная перегородки.

Маслоохладители производства УТЗ. Для теплофикационных турбин мощностью до 150 МВт УТЗ изготавливает встроенные в масляный бак турбины маслоохладители, технические характеристики которых приведены в табл. 3.15.

На рис. 3.35 показан встроенный маслоохладитель с поверхностью теплообмена 45 м². К верхней части корпуса 5 приварены фланцы, крепящие корпус к крышке маслобака 1. Нижняя водяная камера 7, трубная система 4, внутренний кожух 6 и верхняя часть корпуса с фланцем составляют единый узел. Подвод и отвод воды и масла в маслоохладителе осуществляется сверху. Масло движется в межтрубном пространстве, ограниченном стенками внутреннего кожуха 6. Сегментные направляющие перегородки трубной системы создают близкий к поперечному характер обтекания трубок потоком масла. Компенсация температурных расширений трубной системы относительно нижней части корпуса 5 обеспечивается за счет плавающей нижней водяной камеры 7. Верхняя 3 и нижняя 7 водяные камеры съемные.

Таблица 3.14

Характеристики маслоохладителей ХТЗ

Параметр	Тип маслоохладителя			
	МБ-50-75	МБ-90-135	МБ-190-250	МБ-380-500
Поверхность охлаждения, м ²	52,6	93,7	193,6	380
Номинальный расход масла, м ³ /ч	79,5	135	250	500
Номинальный расход воды, м ³ /ч	140	200	500	500
Номинальная температура масла, °С:				
на входе	55	55	55	55
на выходе	45	45	44	44
Номинальная температура воды на входе, °С	33	33	33	33
Число ходов воды	2	2	2	2
Гидравлическое сопротивление маслоохладителя при номинальном расходе, МПа:				
по воде	0,020	0,030	0,025	0,030
по маслу	0,163	0,100	0,100	0,100
Общее число трубок, шт.	640	964	1296	2532
Диаметр и толщина стенки трубок, мм	16×1	16×1	16×1	16×1
Полная высота аппарата, м	2650	2900	4200	4500
Наружный диаметр корпуса, мм	676	820	1020	1320
Масса аппарата, кг	1735	2458	4580	8256
Тип турбоустановки	Р-50-45/5 К-100-45 К-300-240 К-160-130-2 К-100-130/3600 К-50-90/3600	К-220-44 К-230-44 К-500-65/3000	К-500-240-2 К-500-65/3000 К-500-65/1500	К-500-65/1500 К-1000-60/1500

Таблица 3.15

Характеристики маслоохладителей УТЗ

Параметр	Тип маслоохладителя	
	М-240	Встроенный в маслобак
Поверхность охлаждения, м ²	240	45
Номинальный расход масла, м ³ /ч	165	30
Номинальный расход воды, м ³ /ч	150	30
Номинальная температура масла, °С:		
на входе	55	55
на выходе	45	45
Номинальная температура воды на входе, °С	33	33
Гидравлическое сопротивление маслоохладителя при номинальном расходе, МПа:		
по воде	0,002	0,0014
по маслу	0,025	0,040
Общее число трубок, шт.	184	406
Диаметр и толщина стенки трубок, мм	19×1	16×0,75
Полная высота аппарата, мм	3506	2676
Наружный диаметр корпуса, мм	850	597
Масса аппарата сухого, кг	3031	815
Тип турбоустановки, комплектуемой маслоохладителем	Т-175/210-130 Т-250/300-240-2	ПТ-135/165-130 Т-110/120-130-4 Т-50/60-130 Р-100-130/15

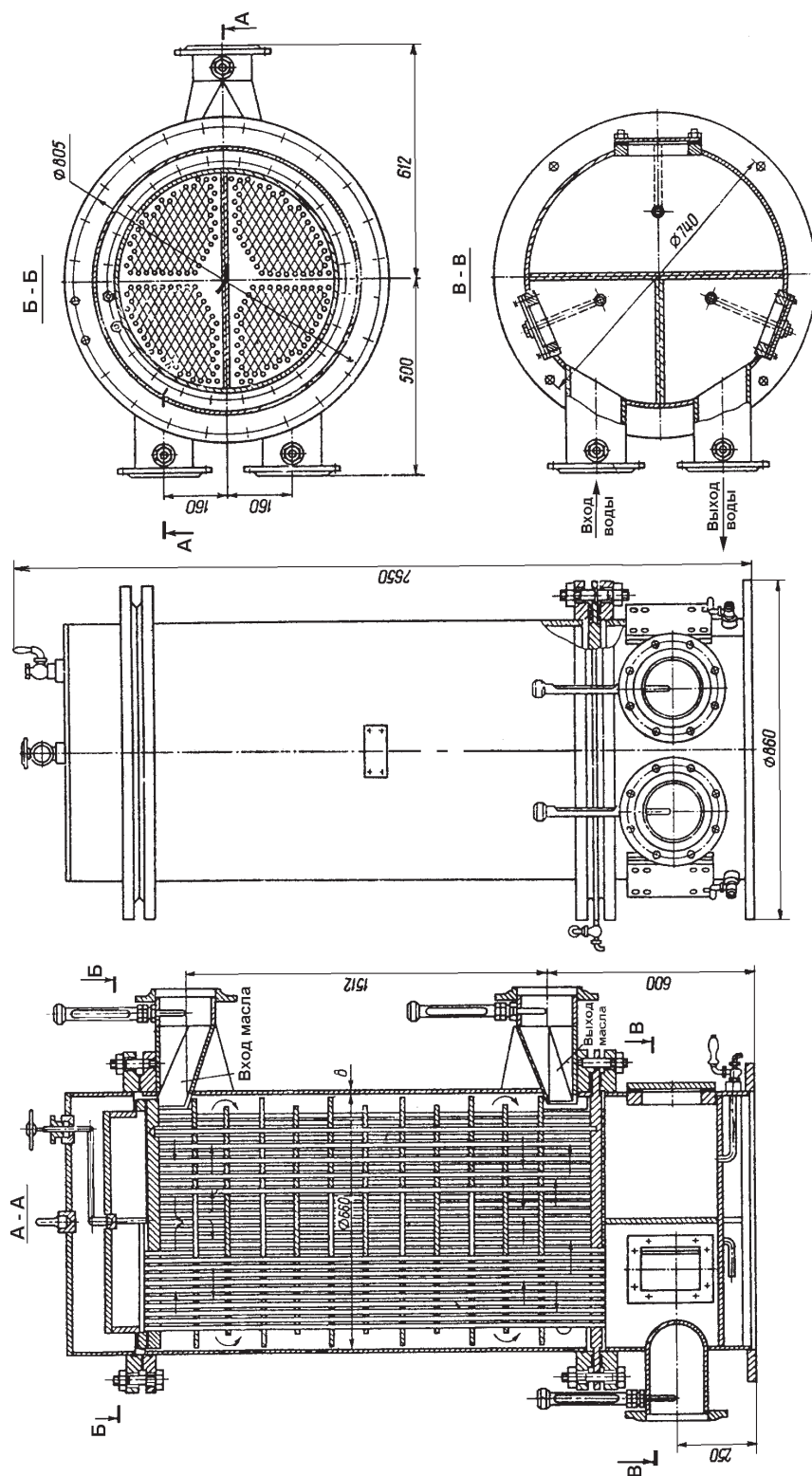


Рис. 3.34. Маслоохладитель МБ-50-75

УТЗ изготавливает также и выносные маслоохладители типа М-240М, представляющие собой вертикальный кожухотрубный теплообменник, поверхность охлаждения которого набрана из латунных трубок с проволочно-петельным оребрением. Технические характеристики этих маслоохладителей представлены в табл. 3.15.

Маслоохладители производства завода Нестандартмаш (г. Екатеринбург). По проекту УГТУ—УПИ (в настоящее время Уральский федеральный университет) для теплофикационных турбин УТЗ изготовлена новая серия выносных маслоохладителей типа МБ-125-165 повышенной эффективности и надежности.

Маслоохладитель МБ-125-165 (рис. 3.36) выполнен с габаритными и присоединительными размерами, соответствующими размерам серийных маслоохладителей М-240М. Аппарат выполнен однокорпусным прямотрубным вертикального типа и состоит из следующих узлов:

- корпуса сварного с патрубками для входа и выхода масла;
- трубной системы с трубными досками и перегородками;
- камеры водяной верхней с крышкой;
- камеры водяной нижней с патрубками входа, выхода воды и смотровыми люками.

Нагретое масло поступает

внутрь корпуса через патрубок входа и движется в межтрубном пространстве в продольно-поперечном направлении снизу вверх, обтекая промежуточные перегородки. Охлажденное масло выходит через патрубок, расположенный в верхней части корпуса. По охлаждающей воде маслоохладитель двухходовой. Трубная система модернизированного маслоохладителя набирается из нержавеющей профилированных трубок диаметром $16 \times 0,8$ мм. Применен специальный способ крепления трубок в трубных досках (см. рис. 3.52). Трубная система оснащена поперечными перегородками типа «диск — кольцо», которые направляют поток масла в корпусе

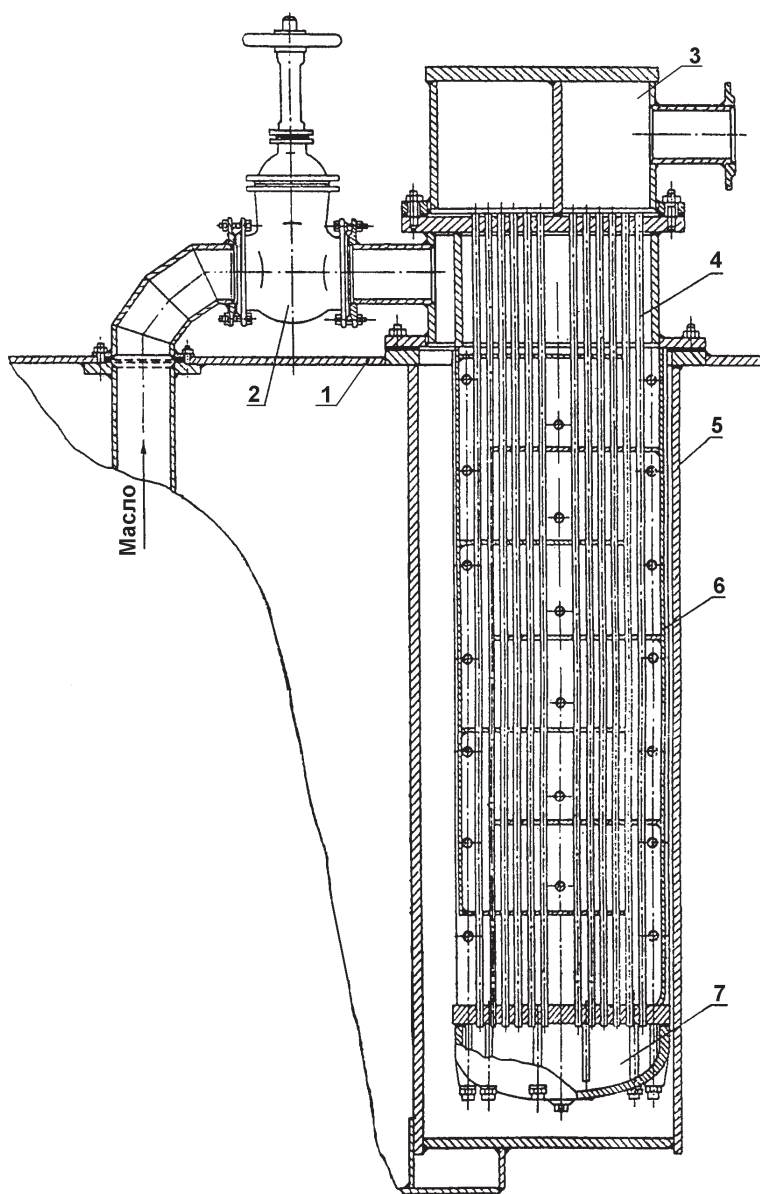


Рис. 3.35. Встроенный маслоохладитель для турбин УТЗ:

1 — крышка маслобака, 2 — задвижка на трубопроводе подвода масла, 3 — верхняя водяная камера, 4 — трубная система, 5 — корпус, 6 — кожух, 7 — нижняя водяная камера

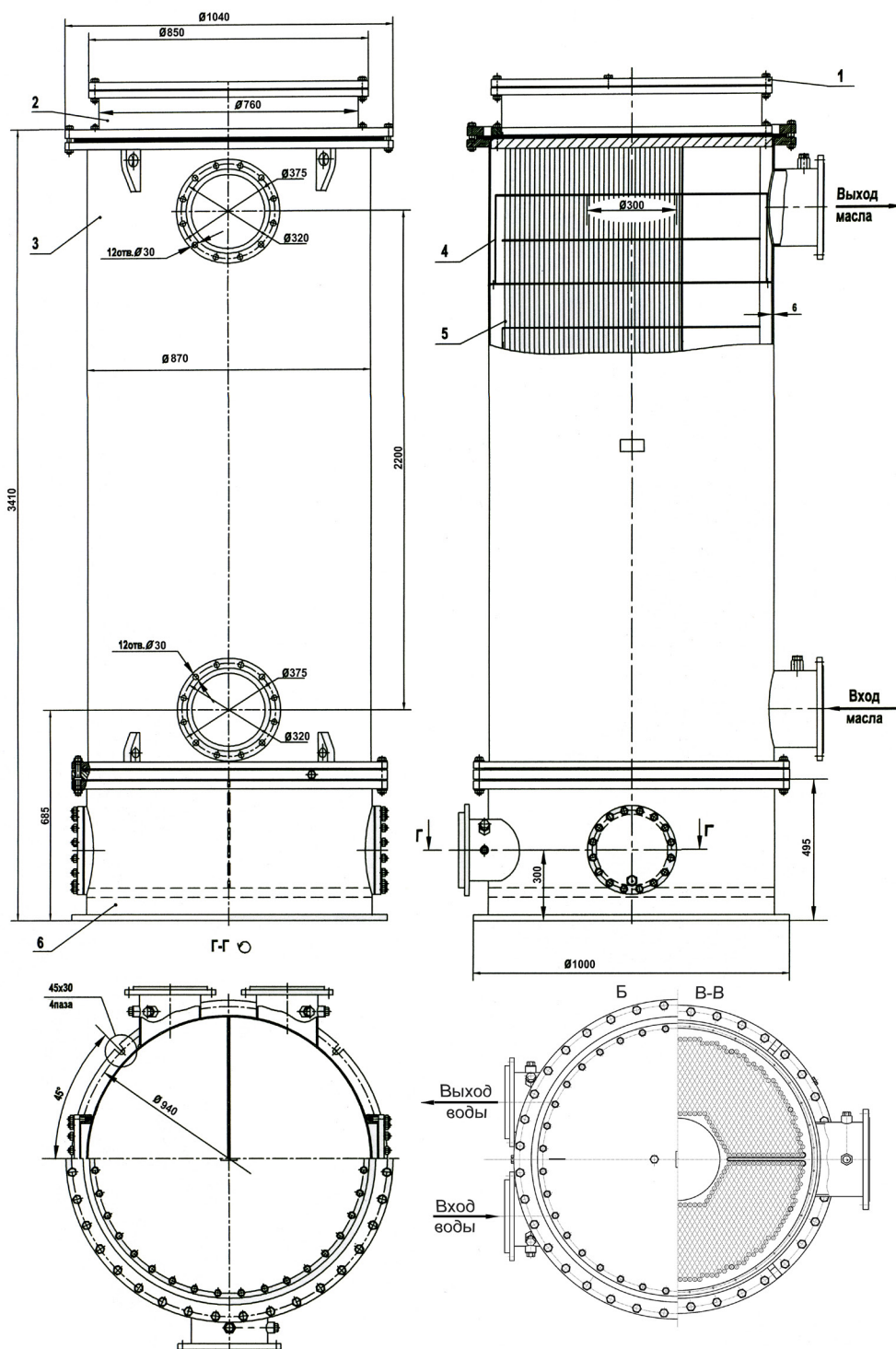


Рис. 3.36. Маслоохладитель МБ-125-165:

1 — крышка, 2 — верхняя водяная камера, 3 — корпус, 4 — кожух, 5 — трубная система, 6 — нижняя водяная камера

Таблица 3.16

Характеристики маслоохладителей производства завода Нестандартмаш

Параметр	Тип маслоохладителя		
	МТ-45М	МБ-125-165	МБ-270-330
Расход воды номинальный, м ³ /ч	26	150	300
Температура воды на входе, °С	33	33	33
Давление воды, МПа(кгс/см ²), не более	0,5 (5)	0,5 (5)	0,5 (5)
Гидравлическое сопротивление по воде, МПа (м вод.ст.), не более	0,04 (4)	0,01 (1)	0,01 (1)
Поверхность теплообмена, м ²	45	125	270
Объемный расход масла, м ³ /ч	26	165	330
Температура масла на входе, °С	55	55	55
Температура масла на выходе, °С	45	44	44
Давление масла, МПа (кгс/см ²), не более	0,5 (5)	0,5 (5)	0,5 (5)
Гидравлическое сопротивление по маслу, МПа (м вод.ст.), не более	0,025 (2,5)	0,05 (5)	0,04 (4)
Масса маслоохладителя, кг	900	2700	4650
Габаритные размеры, мм	2800'840'695	3460'1250'1040	3650'1565'1400

Примечание. Значения параметров маслоохладителей являются номинальными при работе на маслах Т-22 ГОСТ 32—74 и Тп-22 ГОСТ 9972—74.

Таблица 3.17

Характеристики маслоохладителей КТЗ

Параметр	Тип маслоохладителя			
	МО-2	МО-10	МО-16	МО-20
Поверхность охлаждения, м ²	1,49	10	16	20
Номинальный расход масла, м ³ /ч	3,1	16,6	14,8	40,7
Номинальный расход воды, м ³ /ч	15	20	30	60
Номинальная температура масла, °С:				
на входе	45	51,4—53,4	58,9	54,3
на выходе	37	45	45	45
Номинальная температура воды на входе, °С	20	20	20	20
Гидравлическое сопротивление охладителя при номинальном расходе, МПа:				
воды	0,005	0,005	0,0062	0,01
масла	0,034	0,03	0,021	0,10
Общее число трубок, шт.	64	384	384	384
Диаметр и толщина стенки трубки, мм	12×1	12×1	12×1	12×1
Полная высота аппарата, мм	850	1213	1617	1955
Наружный диаметр корпуса, мм	159	426	426	426
Масса аппарата сухого, кг	62	395	458	625
Тип турбоустановки, комплектуемой маслоохладителем	ОК-18ПУ-1200 ОК-18ПУ-800 ОК-18ПУ-500 ОК-12А	ПР-12-90/15/7М Р-12-35/5М П-6-35/5М ПР-6-35/15/5М ПР-6-35/10/5М	ПТ-12/15- -35/10М К-6-30М	ПТ-25/30-90/10 Р-12-90/31М ОК-18ПВ-1200 ОК-18ПВ-800

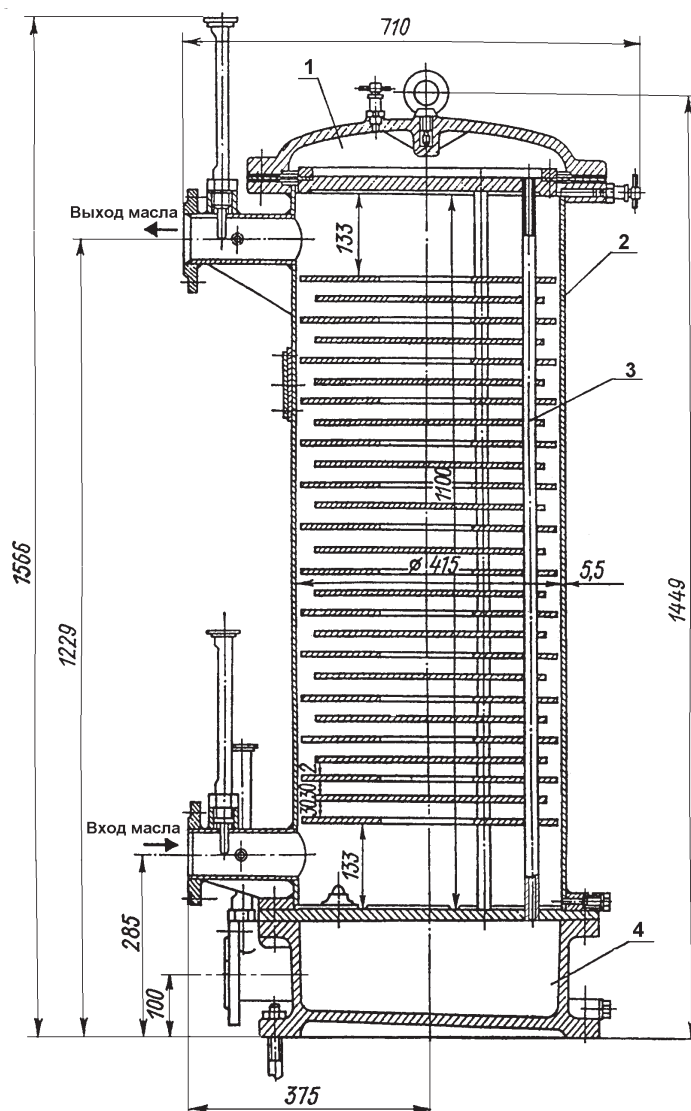


Рис. 3.37. Маслоохладитель МО-16:

1 — верхняя водяная камера, 2 — корпус, 3 — трубная система, 4 — нижняя водяная камера

охладители типа МО. Их технические характеристики приведены в табл. 3.17. Маслоохладитель МО-2 имеет горизонтальное исполнение, остальные аппараты этой серии — вертикальные.

Основными узлами охладителя МО-16 (рис. 3.37) являются верхняя и нижняя водяные камеры 1 и 4, корпус 2, трубная система 3. Компенсация температурных расширений осуществляется за счет гибкой мембраны, которая крепится к верхней трубной доске с помощью накладного кольца. Направление движения масла в аппарате задается перегородками типа «диск — кольцо» и близко к поперечному. Внутренние поверхности корпуса и кольцевые перегородки протачиваются.

и одновременно служат промежуточными опорами для теплообменных трубок. В целях повышения эффективности работы маслоохладителя в верхней и нижней частях трубной системы установлены специальные кожухи, обеспечивающие дополнительные ходы охлаждаемого масла в межтрубном пространстве. Для устранения протечек масла, помимо трубного пучка, на кольцевые перегородки установлены сегментные уплотнения (см. рис. 3.94), выполненные из фторопластовой ленты.

Нижняя трубная доска зажата между фланцами нижней водяной камеры и корпуса. Верхняя трубная доска имеет эластичное диафрагменное соединение с корпусом. Диафрагма по внутренней окружности зажимается шпильками между верхней трубной доской и фланцем верхней водяной камеры. По наружной окружности диафрагма зажимается между прижимным кольцом и фланцем корпуса. Такое соединение предохраняет трубную систему от нарушения герметичности при тепловом расширении.

Заводом изготавливаются спроектированные специалистами УрФУ для различных ТЭС маслоохладители, в конструкциях которых применены новые технические решения, описанные выше в конструкции маслоохладителя МБ-125-165. Основные характеристики этих аппаратов представлены в табл. 3.16.

Маслоохладители производства КТЗ. Для стационарных паровых турбин малой мощности Калужский турбинный завод (КТЗ) разработал маслоох-

3.2. Основные материалы, применяемые для изготовления теплообменных аппаратов

Условия работы теплообменных аппаратов турбоустановок характеризуются широким диапазоном давлений, от глубокого вакуума до 20 МПа, а также рабочих температур теплоносителей, от 5 до 400 °С, что предъявляет определенные требования к конструкционным материалам для изготовления аппаратов. От обоснованного выбора конструкционных материалов в значительной степени зависят эффективность и надежность разрабатываемых конструкций. Ряд особенностей, связанных с выбором материалов, приведен ранее (см. разд. 3.1).

Перечень основных требований к материалам, из которых изготавливаются теплообменники энергетических установок, включает в себя функциональные, технологические, стоимостные и надежность аспекты, важнейшие из которых приведены ниже:

1. Достаточная механическая прочность для заданного давления и температуры теплоносителей с учетом требований, предъявляемых при испытании аппаратов на прочность и герметичность.
2. Наилучшая способность материала свариваться, обеспечивая высокие механические свойства сварных соединений и их коррозионную стойкость, обрабатываться резанием, давлением, подвергаться изгибу и т. п.
3. Достаточная общая коррозионная стойкость материала с теплоносителями заданных параметров (температуры и давления), также стойкость против возможных видов коррозионного разрушения (межкристаллитная коррозия, электрохимическая коррозия, коррозия под напряжением и др.).
4. Невысокая стоимость материала.

С учетом условий эксплуатации теплообменных аппаратов энергоустановок элементы *корпусов* теплообменных аппаратов обычно выполняются из качественной углеродистой стали марки 20К (ГОСТ 5520—79) или стали обыкновенного качества Ст3сп (ГОСТ 380—94), фланцы корпуса и водяных камер, а также трубные доски — из стали марок 20К и 22К (ГОСТ 5520—79). Для изготовления деталей ПВД, работающих под высоким давлением, применяются и качественные стали марок 09Г2С, 15ГС и 16 ГС. Элементы внутри корпусов ПВД, как и внешние опорные конструкции, выполняются из углеродистой стали обыкновенного качества типа ВСт3. Паровые трубы ПВД из-за повышенной температуры греющего пара изготавливаются из легированной стали марки 12Х1МФ (ГОСТ 20072—74). Все элементы трубной системы ПВД, кроме трубок поверхности теплообмена, изготавливаются из стали 20 (ГОСТ 1050—88). Из листовой стали 20 выполняются также сегменты мембран ПВД. В *подогревателях низкого давления*, выпускаемых Саратовским заводом энергетического машиностроения, фланцы корпуса, водяной камеры и трубные доски выполняются из стали марки 20К; обечайки, днища и другие элементы конструкции — из листовой стали марки Ст3сп. Для теплообменников с низким уровнем температур в качестве основного материала применяются конструкционные углеродистые стали. Трубные доски маслоохладителей конструкции УГТУ—УПИ изготавливаются из нержавеющей стали.

Материалы для изготовления крепежных деталей выбираются с учетом условий их работы (табл. 3.18). Выбор между болтами и шпильками в соединениях низкого и среднего давлений обусловлен в основном конструктивными соображениями. В соединениях высокого давления применяются исключительно шпильки (как ввинчиваемые в глухое отверстие, так и сквозные).

Обтюрация (уплотнение неподвижных разъемных соединений) достигается сжатием уплотняемых поверхностей с определенной силой, обеспечивающей их герметичность, либо непосредственно друг с другом, либо через посредство расположенных между ними прокладок из более мягкого материала. Наибольшее распространение имеет *прокладочная обтюрация*, применяемая в соединениях низкого, среднего и высокого давлений, а также при вакууме. Прокладки могут быть неметаллическими (из материала органического или неорганического происхождения), металлическими и комбинированными. *Беспрокладочная обтюрация* применяется

Таблица 3.18

Рекомендации по применению сталей для изготовления крепежных деталей (ГОСТ 20700—75)

Марка стали	Крепежные детали					
	Шпильки и болты		Гайки		Шайбы	
	Предельная температура среды, °С	Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	Предельная температура среды, °С	Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	Предельная температура среды, °С	Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)
Ст3сп3	—	—	—	—	350	10 (100)
ВСт3сп2	—	—	—	—	350	10 (100)
ВСт3сп3	—	—	—	—	350	10 (100)
ВСт3сп4	—	—	—	—	350	10 (100)
ВСт3сп5	350	1,6 (16)	350	2,5 (25)	350	10 (100)
ВСт4сп2	—	2,5 (25)	—	—	350	10 (100)
ВСт4сп3	—	2,5 (25)	—	—	350	10 (100)
ВСт4сп5	—	2,5 (25)	—	—	350	10 (100)
ВСт5сп2	—	2,5 (25)	—	—	350	10 (100)
ВСт5сп5	—	2,5 (25)	—	—	350	10 (100)
10	—	—	350	2,5 (25)	450	10 (100)
20	400	1,6 (16)	400	10 (100)	450	10 (100)
25	400	1,6 (16)	400	10 (100)	—	—
30,35,40	425	10 (100)	425	20 (200)	450	Не ограничено
45	425	10 (100)	425	20 (200)	450	Не ограничено
09Г2С	425	10 (100)	—	—	—	—
35Х, 40Х	425	20 (200)	450	20 (200)	—	—
08Х18Н10Т	До 650	—	До 650	—	До 650	Не ограничено

Таблица 3.19

Характеристики прокладочных материалов для теплообменных аппаратов ПТУ

Наименование и марка материала	Рабочая среда	Температура, °С	Давление, МПа (кгс/см ²)
Паронит общего назначения ПОН	Вода	250	6,4 (64)
	Перегретый и насыщенный пар	450	6,4 (64)
Паронит общего назначения ПОН-1	То же	250	4,5 (45)
		450	4,5 (45)
Паронит, армированный сеткой ПА	То же	250	10 (100)
		450	10 (100)
Паронит маслбензостойкий ПМБ	Масла	150	2,5 (25)
Резина теплостойкая Т	Водяной пар	до 140	1,6 (16)
Резина маслбензостойкая МБ	Масла	От –30 до +50	1,6 (16)
Фторопласт 4	Среды повышенной агрессивности	250	—
Силикон	Вода, масла, растворы кислот, солей	От –30 до +280	—
Картон латексный	Вода	425	0,5 (5)
Пластикат ПВХ	Масла	55	—
Медь МЗ	Вода, пар	300	15 (150)
Сталь 12Х18Н10Т	То же	570	25 (250)

в основном для малых диаметров при высоких давлениях и в тех случаях, когда невозможно применять прокладки по температурным или каким-либо другим условиям.

Наиболее универсальным и широко распространенным прокладочным материалом является паронит — материал, изготовленный из асбеста, каучука и наполнителей. Он изготавливается в виде листов размером до 1500 мм и толщиной от 0,3 до 6 мм. Уплотнительная резина выпускается в виде пластин и листов с тканевыми прокладками и без них, а также шнуров круглого, квадратного и других сечений различных размеров. В качестве уплотнительного материала применяются фторопласт, картон, пластикат различных марок. В табл. 3.19 приводятся различные виды прокладочных материалов с указанием области их применения [13].

Практически во всем находящемся в эксплуатации теплообменном оборудовании применяются прокладки, содержащие асбест (например, ПОН по ГОСТ 481—80). Между тем в России уже достаточно давно освоены в производстве и доступны прокладки из других материалов: фторопластовые, графитовые и графитофторопластовые [152], разработанные и выпускаемые ООО «Ильма» (г. Санкт-Петербург).

Сведения о некоторых графитовых и графитофторопластовых прокладках [152] приводятся ниже.

ГраФлан ФЛ-ПЛ-002-02. Фланцевая графитовая лента с фторопластовым покрытием, содержит гибкий графитовый наполнитель, армированный металлической лентой. Гофрированная форма и покрытие из микрофибрильного фторопласта позволяют закруглять ленту на минимальный радиус. Незасыхающий клеевой слой обеспечивает прочное закрепление ленты даже на вертикальных разъемах. Лента предназначена для герметизации неподвижных разъемных соединений в условиях агрессивных сред и циклических нагрузок.

Стандартные размеры: ширина 10, 15, 20, 25, 30 мм; толщина 2,1 мм; длина в упаковке 12 м. Параметры рабочей среды: температура от -60 до $+260$ °С, максимальное давление 25 МПа.

ГраФлан ФЛ-007-ПЛ. Фторопластовое покрытие и гофрированная форма металлического армирующего слоя повышает прочность и упругие свойства. Возможно повторное использование прокладок.

Стандартные размеры: D_y 50, 65, 80, 100, 150, 200...1400 мм; толщина 3,4 и 5,1 мм. Параметры рабочей среды: температура от -60 до $+260$ °С, максимальное давление 25 МПа.

Ильма ФЛ-002-02. Фланцевая лента, состоящая из двух слоев графитовой ленты с армирующим слоем из стальной нержавеющей или медной ленты. Содержит незасыхающий клеевой слой, закрытый адгезионной бумагой. Используется для герметизации фланцевых соединений от D_y 250 и выше в условиях повышенных температур и циклических нагрузок.

Стандартные размеры: ширина 10, 15, 20, 25, 30 мм; толщина 1,3 мм. Параметры рабочей среды: температура от -200 до $+450$ °С, максимальное давление 25 МПа.

Ильма ФЛ-003. Фланцевая прокладка из армированного графитового листа. Обеспечивает повышенную стойкость к радиальной деформации. Параметры рабочей среды: температура от -200 до $+450$ °С, максимальное давление 25 МПа.

Надежность теплообменных аппаратов в целом определяется в основном надежностью их трубных систем. Опыт эксплуатации ПТУ показывает, что в большинстве случаев повреждения трубок ПСГ и ПСВ определяются коррозионно-эрозионным износом стенок трубок.

Коррозионно-эрозионный износ трубок обусловлен:

- несоответствием марки используемого материала трубок химическому составу и скорости охлаждающей воды;
- возрастанием агрессивности охлаждающей воды, применяемой на ТЭС и АЭС, в результате загрязнения ее промышленными и бытовыми стоками;
- низким качеством изготовления трубок (особенно из цветных сплавов), в частности низким качеством термообработки трубок на заводах-изготовителях.

В теплообменных аппаратах с поверхностью теплообмена от 90 до 350 м² и температурой теплоносителей до 250 °С применяются трубки из латуни марок Л68, ЛО70-1 (ГОСТ 15527—04)

и сплава марки МНЖ5-1 (ГОСТ 492—73). В аппаратах, эксплуатируемых в схемах блоков мощностью свыше 250 МВт (сверхкритические параметры пара), применяются трубки из коррозионно-стойкой стали марки 08X18H10T (ГОСТ 5632—72) или из стали 08X14МФ. Наиболее распространенным материалом для трубок конденсаторов, охлаждаемых пресной водой, является латунь марок Л68, ЛО70-1 и сплав марки МНЖ5-1. Для трубок конденсаторов, охлаждаемых морской водой, применяется медно-никелевый сплав (мельхиор) МНЖМц30-0,8-1 (ГОСТ 492—73). Трубки маслоохладителей изготавливаются из латуни Л68, медно-никелевого сплава МНЖ5-1 и нержавеющей стали 08X18H10T.

При выборе материала трубных систем теплообменных аппаратов турбоустановок конструктор часто руководствуется в основном двумя факторами: изменением тепловой эффективности аппарата и коррозионной стойкостью трубок (т. е. одним из факторов, определяющих надежность). Однако при выборе материала трубок необходимо учитывать и другие факторы, имеющие большое значение для принятия решения. Это тем более важно, что в последнее время появился целый ряд новых материалов, из которых могут быть изготовлены трубки для аппаратов.

Возросшее загрязнение циркуляционной воды и более широкое применение оборотной системы водоснабжения привели в последнее время к почти полному отказу от латунных трубок для конденсаторов турбин. Вместо них стали применяться трубки из нержавеющей хромоникелевой стали (18 % Cr, 9 % Ni) и медно-никелевого сплава 90 % Cu, 10 % Ni. Однако к недостаткам трубок из нержавеющей хромоникелевой стали прежде всего следует отнести их склонность к образованию трещин в присутствии ионов хлора.

Титан (в виде различных титановых сплавов) — это сравнительно новый конструкционный материал для теплообменных трубок, имеющий в ряду рассматриваемых материалов самую высокую устойчивость по отношению к коррозии. Титановые трубки выполняются, как правило, сварными, с толщиной стенок 0,5—0,7 мм. Стоимость таких трубок значительно выше, чем латунных. Однако плотность титана составляет примерно 60 % от плотности латуни, поэтому стоимость трубок из титана сопоставима, например, со стоимостью трубок из нержавеющей стали. Титановые трубки допускают большие скорости охлаждающей воды и имеют больший срок службы, чем латунные и медно-никелевые, что окупает дополнительные затраты на их установку.

Несмотря на склонность титана к биологическому загрязнению, общая загрязняемость титановых трубок (особенно при высокой жесткости и солесодержании охлаждающей воды) существенно меньше, чем латунных и медно-никелевых, что определяется низкими адгезионными свойствами титана.

Существенным недостатком титана является его способность вызывать электрохимическую коррозию контактирующих с ним материалов, особенно изделий из углеродистой стали. Кроме того, при наличии в паре свободного водорода титан имеет склонность к водородному растрескиванию, и данное обстоятельство наиболее существенно для одноконтурных АЭС. Необходимо также учитывать, что по изгибной жесткости титановые трубки существенно отличаются от трубок из других материалов.

В табл. 3.20 приведены некоторые технические характеристики материалов, наиболее часто применяемых для изготовления трубок энергетических теплообменных аппаратов: химический состав материалов, плотность (ρ), модуль упругости (E), коэффициент теплопроводности (λ) и коэффициент линейного расширения (α). Плотность медных сплавов различается незначительно — от 8600 до 8900 кг/м³. Плотность стали и титана ниже, следовательно, трубные пучки из нержавеющей стали и титана легче, чем из медных сплавов. Модуль упругости характеризует прочностные и вибрационные характеристики трубных систем, определяет податливость материала воздействию внешних сил. Нержавеющая сталь имеет самый высокий модуль упругости из всех рассмотренных материалов, однако однозначно считать пучки с трубками из нержавеющей стали более надежными с точки зрения вибрации нельзя ввиду многообразия физических механизмов возникновения вибрации.

Таблица 3.20

Характеристики материалов, применяемых для изготовления трубок теплообменных аппаратов

Материал	Марка	Химический состав, %	ρ , кг/м ³	$E \cdot 10^{-4}$, МПа	λ , Вт/(м·К)	$\alpha \cdot 10^{-6}$, 1/°C
Латунь	Л68	Cu = 67—70 Zn — остальное	8600	11,5	104,7	19,0
	Л96	Cu = 95—97 Zn — остальное	8850	11,4	243,0	17,0
	ЛО70-1	Cu = 69—71 Sn = 1,0—1,5 Zn — остальное	8600	10,5	117,3	19,7
	ЛАМШ77-2-0,05	Cu = 76—79 Al = 1,75—2,5 As = 0,025—0,06 Zn — остальное	8700	10,2	134,1	19,2
Медно-никелевый сплав	МНЖМц30-1-1	Ni = 29—31 Mn = 0,5—1,0 Fe = 0,5—1,0 Cu — остальное	8900	14,5	37,3	16,0
	МНЖ5-1	Ni = 5,0—6,5 Mn = 0,3—0,8 Fe = 1,0—1,4 Cu — остальное	8700	15,4	129,9	16,4
	МН19	Ni = 18—20 Cu — остальное	8900	14,0	38,5	16,0
Сталь	08X18H10T	C ≤ 0,08 Si ≤ 0,8 Mn ≤ 2,0 Cr = 17—19 Ni = 9—11 Ti = 0,3—0,7	7900	21,0	15,9	16,0
	12X1МФ	C = 0,08—0,15 Si = 0,17—0,37 Mn = 0,4—0,7 Cr = 0,9—1,0 Mo = 0,25—0,35 V = 0,15—0,30	7800	21,2	38,5	11,8
	Сталь20	C = 0,17—0,24 Si = 0,17—0,37 Mn = 0,35—0,65	7850	20,2	50,6	11,6
Титановый сплав	BT1-0	Fe = 0,25 Si = 0,10 C = 0,07 O ₂ = 0,12 N ₂ = 0,04 H ₂ = 0,01 Ti — остальное	4500	11,0	19,0	8,3
	OT4-0	Al = 0,2—1,4 Mn = 0,2—1,3 Ti — остальное	4510	10,6	13,0	8,1

Коэффициент теплопроводности медных сплавов зависит в основном от содержания меди и никеля, причем увеличение содержания меди повышает коэффициент теплопроводности сплава, а наличие никеля снижает его, хотя и увеличивает одновременно коррозионную стойкость материала. Максимальное значение коэффициента теплопроводности для медных сплавов — у Л96 (ГОСТ 15527—04), а минимальное — у МНЖМц30-1-1 (ГОСТ 492—73), так как это сплав с высоким содержанием никеля. Коэффициент линейного расширения медных сплавов выше, чем у стали, и это обстоятельство необходимо учитывать в некоторых случаях при выборе материала трубок, так как оно связано с различием термических расширений трубок пучка и корпуса аппарата (см. табл. 3.20), что требует применения различных методов компенсации.

При выборе материала трубок для теплообменных аппаратов необходимо также учитывать такие показатели надежности, как коррозионная стойкость и вибрационная надежность трубок из этого материала. При замене латунных трубок нержавеющей сталью следует учитывать возможность увеличения скорости воды в трубках с 2 до 4 м/с, что позволит при необходимости увеличить теплопроизводительность аппарата, однако существенно увеличит и его гидравлическое сопротивление.

Основы методики обоснования и выбора материалов для трубных систем теплообменных аппаратов ПТУ изложены в [35, 153].

3.3. Характерные неисправности и способы их устранения

Неисправности и отказы теплообменных аппаратов вызываются следующими основными причинами:

- конструктивными недостатками (несовершенство системы подвода пара, большое гидравлическое сопротивление пароохладителя и т. д.);
- технологическими дефектами (непровары соединений, отсутствие герметичности в разъемах и т. д.);
- низким качеством трубок поверхности теплообмена (особенно из медных сплавов);
- дефектами монтажа;
- нарушением правил эксплуатации.

Опыт многолетней эксплуатации теплообменных аппаратов, установленных в тепловых схемах отечественных паровых турбин, выявил ряд характерных дефектов.

Повреждения трубной системы аппаратов

1. Недостаточная жесткость закрепления трубок в трубных пучках (из-за относительно больших свободных пролетов между перегородками, а также значительных положительных допусков на отверстия в промежуточных перегородках) приводит к тому, что при больших скоростях и неравномерном распределении парового потока возникает вибрация трубок. В результате происходит их истирание при соприкосновении друг с другом или с промежуточными перегородками, приводящее в дальнейшем к утонению и разрыву трубок (рис. 3.38, а, б). Истирание поверхности трубок иногда отмечается на четырех—шести их образующих, что указывает на изменяющиеся условия колебаний (вибрации) и поочередное соприкосновение середин больших пролетов трубки с соседними трубками.

2. Обрыв трубок у трубной доски чаще всего происходит из-за их перевальцовки, эрозийного износа и явления усталости, вызываемой вибрацией трубок под действием набегающего потока пара (рис. 3.38, в, г).

3. Пониженная жесткость гибов U- или П-образных трубок также приводит к значительному взаимному истиранию. Износ гибов трубок происходит вследствие соприкосновения трубок, трения об ограждающие листы кожуха и демпфирующие вставки, расположенные между гибом трубок для повышения их жесткости.

4. Эрозионный износ с внутренней стороны входных и выходных участков латунных трубок (рис. 3.38, в) встречается преимущественно в ПНД, устанавливаемых в схеме последними по ходу воды. Наибольшему износу подвержены входные участки трубок в зоне последнего хода воды. Стенки трубок утоняются до 0,5—0,7 мм от исходной толщины 0,8—1,0 мм, после чего происходит их разрыв вблизи трубной доски. Максимальная степень утонения стенок трубок наблюдается на участке в 300—400 мм от верхней плоскости трубной доски. При этом выступающая над ней часть трубок — «колокольчик» — бывает полностью разрушена и наблюдаются следы эрозионного износа трубной доски.

В ПВД имеет место коррозионно-эрозионный износ входных участков змеевиков, а также наружной и внутренней их поверхности, что дает наибольший процент отключений ПВД. Безопасная скорость воды в змеевиках составляет примерно 1,8 м/с, что, однако, не предотвращает ударную коррозию в коллекторных ПВД из-за неравномерного распределения воды по змеевикам.

5. В ряде случаев имеет место потеря герметичности трубного пучка аппаратов вследствие размыва пробок, отглушающих поврежденные трубки. Обычно в качестве заглушек применяются стальные конические пробки. При недостаточной герметизации зазора между пробкой и трубкой происходит интенсивный размыв пробки. Причиной такого разрушения пробки является, как правило, неудачный выбор соотношения между большим и меньшим диаметром пробки и ее длиной.

6. Несвоевременное отключение подогревателя при повреждении одной-двух трубок приводит к тому, что истекающая с большой скоростью из поврежденной трубки струя воды вызывает эрозионное разрушение соседних трубок.

7. Возникновение опасных для надежности трубных пучков скоростей пара может произойти из-за тепловой перегрузки при выводе в ремонт одного или двух предшествующих по ходу воды подогревателей, например ПНД.

8. В зоне ОП ПВД имеет место эрозия наружной поверхности змеевиков от воздействия капель конденсата, особенно на АЭС, где ПВД работают на влажном паре.

Повреждения трубной доски

Эрозионное повреждение поверхности трубной доски (глубиной до 4—5 мм) с паровой стороны в районе расположения трубок первого хода воды вызывается повышенными скоростями греющего пара и срывом потока конденсата с поверхности трубной доски и прилегающих к ней участков трубок.

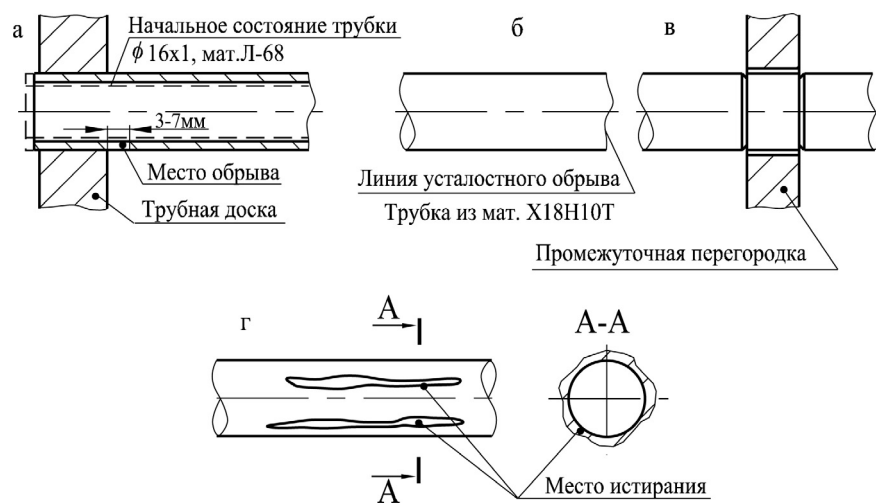


Рис. 3.38. Характерные разрушения трубок теплообменных аппаратов (по данным НПО ЦКТИ):

а — истирание прямых участков трубок между собой, б — фрикционный износ трубки в месте прохода через промежуточную перегородку, в — эрозионный износ металла стенки трубки на входных и выходных участках, г — усталостный обрыв трубки около трубной доски

Повреждения корпуса аппарата

Эрозионный износ внутренней стенки корпуса подогревателя (ПНД, ПВД, ПСВ) возникает вследствие воздействия части потока греющего пара, движущегося с большой скоростью в зазоре между корпусом подогревателя и трубным пучком. Глубина такого износа может достигать 3—4 мм. Разрушение чаще всего начинается в местах с минимальным зазором между корпусом подогревателя и крайними трубками, т. е. там, где скорости пара максимальные.

Повреждения каркаса трубной системы и промежуточных перегородок

1. Эрозионное повреждение швеллеров и труб каркаса трубной системы ПНД и ПСВ происходит из-за воздействия потока влажного пара при его движении в нижнюю часть подогревателя через зазор между швеллерами и корпусом.

2. Высокие скорости пара на входе в трубный пучок во многих типах подогревателей вызывают эрозионное разрушение первой направляющей перегородки. Обычно разрушается край перегородки, при этом зона повреждения захватывает два-три первых ряда отверстий. В отдельных случаях перегородки утоняются с 12 до 4 мм, «мостики» между соседними отверстиями полностью разрушаются, отверстия для прохода трубок в этих местах размываются с 16,2 до 22—24 мм. Все это приводит к местным нарушениям жесткости трубного пучка и увеличению амплитуды вибрации трубок.

Повреждения водяных камер аппарата

В ПВД камерного типа часто имеют место повреждения в водяных камерах. Здесь наряду с эрозией разделительной перегородки часто встречаются трещины в сварных швах, соединяющих водяную камеру с трубной доской и штуцерами, трубную доску и корпус и т. д.

Снижение эффективности работы аппаратов из-за нарушения режимов их эксплуатации

1. Значительный недогрев воды до температуры насыщения пара в вакуумных ПНД, работающих при давлении пара ниже, чем барометрическое, часто происходит вследствие неударительной работы системы отвода неконденсирующихся газов (воздуха). Для их отвода из корпусов ПНД различными проектами предусматриваются: единственный патрубок; кольцевая перфорированная труба, устанавливаемая внутри или снаружи корпуса; вертикальная труба с отверстиями переменного сечения; горизонтальная перфорированная труба, размещаемая между трубками поверхности нагрева в области их гибов. Главный недостаток в работе таких устройств — поступление к ним части греющего пара помимо трубного пучка, что приводит к их запариванию и накоплению неконденсирующихся газов (воздуха) в застойных и плохо вентилируемых зонах трубной системы.

2. Объединение трубопроводов отвода паровоздушной смеси из вакуумных подогревателей с аналогичными линиями от подогревателей сетевой воды, подогревателей химически очищенной воды и других приводит к перегрузке этих трубопроводов и снижению тепловой эффективности ПНД. При каскадной схеме отвода паровоздушной смеси (из одного подогревателя в другой) условия для ее нормального удаления из последнего подогревателя ухудшаются.

3. Нормальный режим работы вакуумных подогревателей (ПНД, СП) может нарушаться из-за подвода пара от уплотнений турбины в трубопроводы греющего пара этих подогревателей. В эти же трубопроводы иногда осуществляется сброс пара из расширительных баков. Воздух этих дополнительных потоков поступает к поверхностям нагрева подогревателей и резко ухудшает теплообмен.

Возможные неисправности работы теплообменного оборудования турбоустановок, вызванные различными причинами и приводящие к нарушению режима их работы, приведены в табл. 3.21.

Таблица 3.21

Неисправности теплообменного оборудования турбоустановок и способы их устранения

<i>Конденсационная установка</i>		
Неисправность	Причина	Способ устранения
<p><i>Увеличение сверх нормативного значения недогрева воды</i></p> <p>при одновременном увеличении гидравлического сопротивления конденсатора и нормальной герметичности вакуумной системы</p> <p>при одновременном увеличении переохлаждения конденсата, содержания кислорода в конденсате (проверка воздушной герметичности свидетельствует об увеличении присосов воздуха)</p> <p>при одновременном увеличении содержания кислорода в конденсате и нормальном состоянии воздушной вакуумной системы</p>	Загрязнение конденсаторных трубок (проверяется визуально осмотром трубок в отключенной по воде половине конденсатора, а также оценивается расчетом коэффициента чистоты)	Проверить и наладить режим обработки воды. Провести очистку трубок принятым на электростанции способом
	Повышенные присосы воздуха в вакуумную систему. Пароструйные эжекторы работают на перегрузочной (крутой) ветви своей характеристики. Залив нижних рядов трубок конденсатом из-за неисправности регулятора уровня конденсата	Провести поиски мест присосов в вакуумной части установки и устранить неисправности. Исправить регулятор уровня конденсата в конденсаторе и наладить его работу
	Ухудшение работы воздухоудаляющих устройств из-за недостаточного давления рабочей среды (пара, воды) перед ними	<i>Пароструйные эжекторы:</i> восстановить давление пара перед соплами до нормального;
	Недостаточное поступление воды в охладители пароструйного эжектора	проверить чистоту трубок охладителей; заглушить или заменить поврежденные трубки охладителей; проверить заполнение охладителей конденсатом и чистоту дренажных линий
<p><i>Увеличение сверх нормативного значения нагрева охлаждающей воды</i></p> <p>при одновременном увеличении давления охлаждающей воды перед конденсатором и гидравлического сопротивления конденсатора</p> <p>при одновременном увеличении давления воды перед конденсатором, в сливных трубах конденсатора и уменьшении гидравлического сопротивления</p> <p>при одновременном уменьшении давления в напорной магистрали, разрежения на всасывающей линии циркуляционного насоса, гидравлического сопротивления конденсатора</p> <p>при одновременном увеличении разрежения в сифоне, уменьшении давления в напорной линии перед конденсатором и гидравлического сопротивления</p>	Неисправность насоса рабочей воды водоструйного эжектора	<i>Водоструйные эжекторы:</i> восстановить давление воды перед соплами до нормального; провести ревизию сопел и диффузоров: очистку, замену изношенных
	Загрязнение трубных досок или трубок. Неисправность водоочистительных устройств на водозаборе	Провести очистку трубных досок и трубок; проверить состояние и наладить работу фильтров
	Засорение сопел градирни или брызгального устройства	Провести промывку сопел
	Наличие подпора на сливной линии конденсатора из-за неполного открытия сливной задвижки (затвора) или скопления воздуха в верхней части сливной камеры	Проверить открытие задвижки (затвора) на сливной линии (открыть полностью). Включить в работу эжекторы циркуляционной системы (восстановить сифон). Проверить состояние сопел брызгального бассейна
	Износ рабочих колес, засорение каналов колес и направляющих аппаратов, подсос воздуха через уплотнения вала циркуляционных насосов	Включить резервный циркуляционный насос. Остановить и отремонтировать работавший насос
	Наличие большого сопротивления по напорной линии конденсатора	Проверить положение задвижек на напорной линии конденсатора (открыть полностью)

Продолжение табл. 3.21

Неисправность	Причина	Способ устранения
Увеличение содержания кислорода в конденсате после конденсатных насосов сверх норм ПТЭ	Появление присосов воздуха на участке трубопровода конденсатор — конденсатный насос	Провести поиск и устранение неисправностей
<i>Повышенная жесткость конденсата</i>	Присосы охлаждающей воды в основном конденсаторе или конденсаторе ТПН	Проверить водяную герметичность конденсатора, обнаружить и устранить место присоса сырой воды
<i>Водоструйные и пароструйные воздушные насосы (эжекторы)</i>		
<i>Водоструйный (пароструйный) эжектор при пуске турбины не создает требуемого разрежения в конденсаторе</i>	Нарушение нормальной работы эжектора. Очень большой присос воздуха	Проверить работу эжектора «на себя». Выявить места присосов
	Недостаточное давление рабочей воды (пара) перед соплами	Проверить подачу пара необходимых параметров. Отключить эжектор и очистить сетки
	Засорились сопла	Отключить эжектор и очистить сопла
<i>Водоструйный (пароструйный) эжектор при работе турбины не поддерживает необходимое разрежение в конденсаторе</i>	Недостаточный расход рабочей воды (пара)	Проверить работу насоса (подачу пара). Отключить эжектор и очистить водяные (паровые) сетки и сопла
	Повышенный присос воздуха в вакуумную систему	Отыскать и устранить присос
	Значительное возрастание сопротивления тракта между конденсатором и эжектором	Полностью открыть задвижку. Устранить заедание штока в уплотнении или сервомоторе
	Нарушение правильной работы сифона на сливе водяного эжектора	Устранить места присоса воздуха в сливную трубу. Очистить сливную трубу
<i>Вода из водоструйного эжектора попадает в конденсатор</i>	Чрезмерное повышение температуры охлаждающего конденсата парового эжектора	Увеличить расход охлаждающего конденсата
<i>Вода из водоструйного эжектора попадает в конденсатор</i>	Заедание обратного клапана при нарушении подачи рабочей воды	Откачать воду из конденсатора до восстановления нормального уровня
<i>В воронку третьей ступени парового эжектора поступает вода</i>	Появилась неисправность в трубной системе охладителя	Отключить в ремонт поврежденный эжектор
	Нарушился слив конденсата в конденсатор	Наладить работу слива
<i>Подогреватели (ПНД, ПВД, СП, ПСВ)</i>		
<i>Ослабление вальцованных соединений и разрывы трубок вблизи трубных досок</i>	Некачественная развальцовка	Подвальцевать трубки или заменить их новыми
	Неудовлетворительная компенсация температурных расширений трубок	Наладить компенсацию температурных расширений трубок
	Неэффективное анкерное крепление, допускающее большой прогиб трубных досок (что может быть не обнаружено при гидравлических испытаниях)	Закрепить трубные доски надлежащим образом
	Низкое качество трубок	Заменить некачественные трубки новыми
	Коробление трубной доски при наличии значительной разности температур на отдельных ее участках	Произвести ремонт трубной доски

Продолжение табл. 3.21

Неисправность	Причина	Способ устранения
<i>Разрывы трубок напротив патрубка входа пара или в местах расположения поперечных перегородок</i>	Эрозия (разрушение) трубок от ударов паровой струи и истирание их о перегородки вследствие вибрации и температурных удлинений	Установить в корпусе, напротив входа пара, отбойный щит
<i>Поломка пароотбойного щита</i>	Нерасчетные режимы эксплуатации подогревателя Неправильная конструкция пароотбойного щита	Осуществлять эксплуатацию подогревателя в расчетных режимах или заменить аппарат Правильно сконструировать пароотбойный щит, позволяющий выдерживать динамические нагрузки от парового потока и компенсировать термические напряжения
<i>Гидравлические удары в подогревателе</i>	Местное парообразование в отдельных трубках при слабой циркуляции воды в них, что обычно происходит в подогревателях, питающихся паром повышенного давления (0,4—0,7 МПа) при небольшом давлении воды	Давление воды должно быть не менее чем на 0,1 МПа больше давления пара
<i>Гидравлические удары в паропроводах подогревателя</i>	Наличие воды (конденсата) при пуске	Установить в нижних точках паропроводов дренажи и производить продувку паропроводов перед пуском
<i>Гидравлические удары в трубопроводах сетевой воды</i>	Разрывы потока при быстром включении и выключении сетевой воды, парообразование в трубопроводах при недостаточном давлении сетевой воды	Обеспечить возможность продувки трубопроводов, медленно включать и выключать линии и проверять соответствие температуры воды ее допускаемому давлению
<i>Нарушение соединений, разрывы стыков арматуры, срывы опор</i>	Неудовлетворительная температурная компенсация трубопроводов Быстрый прогрев трубопроводов и арматуры	Наладить компенсацию температурных напряжений трубопроводов Обеспечить медленный прогрев трубопроводов и арматуры
<i>Пробивание прокладок фланцев</i>	Неудовлетворительное качество прокладок Перекосы фланцев	Сменить прокладки Устранить перекосы фланцев
<i>Заращение трубок накипью с водяной стороны</i>	Повышенное солесодержание сетевой воды, а также вынос продуктов коррозии из тепловых сетей	Очистить трубки от накипи. Улучшить качество водоподготовки. Наладить деаэрацию воды
<i>Коррозия трубных досок и водяных камер</i>	Неудовлетворительная деаэрация сетевой или подпиточной воды Подсос воздуха в сеть вследствие неправильного ведения гидравлического режима Электрохимическая коррозия из-за наличия гальванических пар	Питать сети деаэрированной водой Поддерживать правильный гидравлический режим Устранить гальванические пары

Окончание табл. 3.21

Неисправность	Причина	Способ устранения
<i>Значительное снижение теплопроизводительности</i>	Загрязнение поверхности теплообмена	Произвести очистку трубок поверхности теплообмена
	Наличие воздуха в паровом пространстве подогревателя	Наладить работу системы воздухоудаления
<i>Повышение уровня воды в корпусе подогревателя сверх допустимого уровня</i>	Разрыв трубок	Произвести ремонт с отглушением поврежденных трубок
	Нарушение работы конденсатоотводчика	Отремонтировать конденсатоотводчик
<i>Снижение температуры подогреваемой воды</i>	Протечки через обводные линии по сетевой воде	Устранить пропуск на обводных линиях
	Снижение давления греющего пара	Увеличить давление греющего пара
	Протечки под промежуточными перегородками в водяной камере	Устранить протечки в водяной камере
<i>Большое гидравлическое сопротивление по водяной стороне</i>	Наличие загрязнения трубок	Устранить загрязнение трубок
	Наличие воздушных мешков в водяных камерах	Устранить воздушные мешки и установить воздушники
<i>Малое гидравлическое сопротивление по водяной стороне подогревателя</i>	Протечки в водяных камерах помимо трубного пучка	Провести ревизию прокладок водяных камер и крепления анкерных связей
	Протечки через арматуру обводных линий по сетевой воде	Устранить протечки через арматуру обводных линий
<i>Маслоохладители</i>		
<i>Температура масла за маслоохладителями выше 45 °С</i>	Засорение водяных фильтров	Промыть фильтр
	Попадание воздуха в корпус маслоохладителя	Открыть воздушник водяной камеры маслоохладителя, удалить оттуда воздух, затем закрыть воздушник
	Обрыв «щечек» задвижки на трубопроводе охлаждающей воды	Включить резервный маслоохладитель; отключить маслоохладитель с неисправной задвижкой
	Засорение трубных досок маслоохладителя. Загрязнение трубок	Включить резервный маслоохладитель. Отключить неисправный маслоохладитель. Провести очистку трубных досок и трубок маслоохладителя
<i>Понижение уровня масла в «чистом» отсеке главного маслобака</i>	«Срыв» сифона маслоохладителя	Прикрыть задвижку на сливе охлаждающей воды. Открыть вентиль воздушника из верхней водяной камеры маслоохладителя и зарядить сифон. Закрыть воздушник и прикрыть задвижку на сливе охлаждающей воды
	Течи в маслопроводах или в маслоохладителях	Осмотреть маслопроводы. Проверить закрытие задвижки аварийного слива масла. Поочередно проверить герметичность маслоохладителей. Долить масло в главный маслобак
	Засорение сетчатых фильтров в главном маслобаке	Очистить сетчатые фильтры

3.4. Типовые работы и технологическая оснастка, применяемая при техническом обслуживании и ремонте теплообменных аппаратов

Ремонт теплообменного аппарата производится в целях восстановления нарушенного не-исправностью соответствия его техническим требованиям. Технологический процесс ремонта аппаратов выполняется по следующей схеме [154]:

- частичная или полная разборка аппарата;
- очистка и промывка деталей;
- составление дефектной ведомости;
- восстановление дефектных деталей, соединений и сборочных единиц;
- комплектование аппарата новыми и вновь изготовленными деталями;
- сборка;
- испытания.

Основные типовые операции по ремонту кожухотрубных теплообменных аппаратов ПТУ включают в себя разборку и последующую сборку аппарата; ремонт водяных камер, элементов трубной системы; очистку трубных досок, трубок, межтрубного пространства; замену трубок, включая их вырезку, установку новых трубок, закрепление трубок в трубных досках; проверку герметичности после сборки аппарата.

При выполнении этих работ могут производиться такие технологические операции, как электрогазосварка, электрогазорезка, механическая обработка; вальцевание и др.

3.4.1. Разборка аппарата. Ремонт водяных камер и каркаса трубной системы

При разборке теплообменных аппаратов выполняются следующие основные работы: снятие крышек, водяных камер; выемка трубной системы (для вертикальных подогревателей сетевой воды, ПНД, маслоохладителей) [13].

Для снятия и ремонта верхней водяной камеры, например подогревателя сетевой воды, необходимо провести ряд операций. В первую очередь — отсоединить колена трубопроводов подвода и отвода сетевой воды, затем отвернуть колпачковые гайки анкерных связей и разболтить горизонтальный разъем, вернуть отжимные болты, застропить и снять водяную камеру, причем необходимо кантовать ее горизонтальным разъемом вверх. Далее следует зачистить уплотнительные пояски разъема, для подготовки к последующей сборке изготовить и прографитить прокладки на горизонтальном разьеме камеры и патрубках подвода-отвода сетевой воды, выкрутить анкерные связи, откалибровать и прографитить резьбы крепежа.

Для выемки трубной системы необходимо разболтить разъем верхней трубной доски и корпуса подогревателя, вернуть отжимные болты, застропить и извлечь трубную систему из корпуса, установить вертикально в специальное приспособление (стенд). Для подготовки к сборке далее следует зачистить уплотнительные поверхности фланца трубной системы, изготовить и прографитить новые прокладки, откалибровать и прографитить резьбы крепежа.

Ремонт элементов трубной системы. Провести внешний осмотр, проверить герметичность трубной системы, осмотреть паротбойные щитки и каркасные трубы, затем зачистить и заварить дефектные места.

Ремонт трубной доски. Трубная доска очищается от грязи и ржавчины до чистого металла. Крупные дефекты завариваются (наплавляются) с последующим восстановлением поверхности. Например, для защиты трубных досок маслоохладителей от коррозионно-эрозионного воздействия среды их покрывают эпоксидной шпатлевкой. Для этого очищенную поверхность фосфатируют, сушат не менее 24 ч, затем тщательно промывают моющим раствором до полного удаления рыхлых отложений. После промывки поверхность обезжиривается и покрывается в два слоя эпоксидной шпатлевкой ЭП-00-10 или ЭП-00-20. После нанесения каждого слоя поверхность просушивается не менее 24 ч при температуре окружающего воздуха 20 °С.

3.4.2. Замена трубок в теплообменных аппаратах

Трубки поверхности теплообмена являются одним из наиболее ответственных элементов теплообменных аппаратов. В настоящее время большинство теплообменных аппаратов различного назначения оснащаются цельнотянутыми бесшовными трубками с наружным диаметром от 12 до 30 мм, изготовленными как из цветных металлов (латуни и других медно-никелевых сплавов), так и из нержавеющей стали. Толщина стенки трубок в основном составляет от 1,0 до 1,5 мм, иногда применяются трубки с толщиной стенки 0,75 мм, а в периферийных рядах трубных пучков со стороны входа пара в ряде случаев устанавливаются трубки с толщиной стенки 1,5—2,0 мм, обладающие большим запасом прочности и износостойкости. Трубки меньших диаметров не находят практического применения, несмотря на то что компактность аппаратов с уменьшением диаметра трубок возрастает. Это связано с увеличением трудоемкости изготовления и сборки, а также усложнением очистки аппаратов в условиях эксплуатации.

Длина трубок, выпускаемых отечественными заводами, достигает 9—12 м. В теплообменных аппаратах ПТУ применяются прямые, U- и П-образные, а также спиральные трубки.

Важным требованием, предъявляемым к трубкам поверхности теплообмена, является их стойкость против коррозии. Коррозия трубок снижает как эффективность теплообмена, так и надежность аппарата в целом. Трубки могут корродировать с двух сторон, например с водяной — под воздействием охлаждающей воды и с паровой — под воздействием пара и конденсата. Возникающие в результате коррозии свищи и трещины приводят к попаданию охлаждающей (нагреваемой) воды в конденсат, что совершенно недопустимо прежде всего для конденсаторов и подогревателей сетевой воды.

Одним из факторов, определяющих надежную работу теплообменных аппаратов, является обеспечение герметичности и прочности *соединения трубок с трубными досками*. Крепление трубок в трубных досках должно быть герметичным и долговечным во всем диапазоне режимов работы аппаратов. Оно должно обеспечивать плавный вход охлаждающей воды в трубки во избежание кавитационной эрозии концов трубок и повышенного гидравлического сопротивления, хороший контакт с трубными досками для уменьшения коррозии трубок, а также легкую замену трубок без повреждения трубных досок во время ремонта.

В настоящее время широко применяются три основных типа соединений: вальцевание трубок в трубной доске (рис. 3.39, а, б); сварка трубок с трубной доской; комбинированный (вальцевание со сваркой или сварка с последующим вальцеванием) — рис. 3.39, в—л.

В большинстве теплообменных аппаратов, выпускаемых отечественными заводами, применяется закрепление трубок в трубных досках вальцеванием. Такое крепление представляет собой прочное и герметичное соединение, образованное путем раздачи конца трубок вальцовками до прочнонапряженного контакта между стенкой трубки и стенкой отверстия в трубной доске. Для получения прочного и герметичного вальцованного соединения необходимо иметь определенную степень развальцовки [13]:

$$\rho = \frac{(d'_{\text{вн}} - d_{\text{вн}}) - (d_o - d_{\text{н}})}{d_o} \cdot 100 \%, \quad (3.1)$$

где $d'_{\text{вн}}$, $d_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр трубки до и после вальцевания;

$d_{\text{н}}$ — наружный диаметр трубки до вальцевания;

d_o — диаметр отверстия в трубной доске.

Для основных сочетаний материалов трубок и трубных досок имеются рекомендации по допустимой степени развальцовки. Так, для трубок из латуни и трубных досок из углеродистой стали допускается степень развальцовки 0,6—2,7 %, но наиболее оптимальной признается степень развальцовки 1,0—1,5 %.

Для получения надежного соединения трубки с трубной доской, согласно [155], необходимо выполнение следующего условия:

$$d'_{\text{вн}} = d_{\text{вн}} + (d_o - d_{\text{н}}) + KS, \quad (3.2)$$

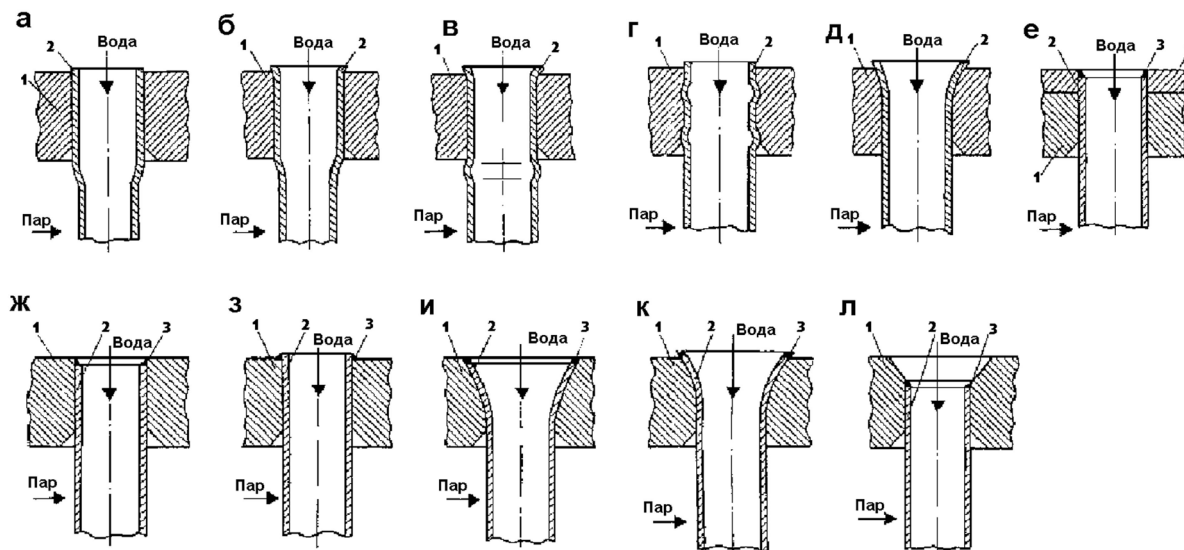


Рис. 3.39. Способы закрепления трубок в трубных досках:

1 — трубная доска, 2 — трубка, 3 — сварка, 4 — плакирующий слой

здесь K — коэффициент, учитывающий тип теплообменного аппарата, для теплообменных аппаратов ПТУ принимается $K = 0,1$; S — толщина стенки трубок.

В процессе эксплуатации при появлении свищей и трещин в трубках они отглушаются с помощью специальных пробок. Уменьшение поверхности теплообмена за счет отглушения дефектных трубок приводит к ухудшению тепловых и гидродинамических характеристик аппаратов и оказывает влияние на экономичность работы турбоустановки в целом. *Чаще всего в условиях эксплуатации при количестве дефектных трубок более 8—12 % от общего числа производят полную замену поверхности теплообмена* [13, 15].

При полной замене поверхности теплообмена стоимость восстановления не зависит от количества дефектных трубок. Сопоставление затрат, необходимых для восстановления поверхности теплообмена подогревателей, и потерь экономичности турбоустановки при работе с теплообменными аппаратами, имеющими неполную поверхность теплообмена, позволяет определить максимальное количество дефектных трубок, при котором экономически обоснована замена трубного пучка.

При проведении экономических расчетов определяются оптимальные сроки замены трубных систем аппаратов, которые существенно зависят от стоимости топлива и электроэнергии. Значительное влияние может оказать учет остаточной стоимости трубного пучка, а также степень чистоты поверхности теплообмена. Такие расчеты позволяют исключить как необоснованный перерасход топлива, так и преждевременные затраты на ремонт и восстановление поверхности теплообмена аппаратов. Методика обоснования количества поврежденных трубок, при котором целесообразна замена всего трубного пучка, изложена в [35].

После принятия решения о замене трубок выполняют необходимые подготовительные работы. Трубную систему при наличии конструктивной возможности (например, у теплообменников с плавающей водяной камерой) вынимают из корпуса, устанавливают горизонтально на ремонтной площадке на специальных деревянных подкладках с распорками по бокам для предотвращения случайного перекатывания. В теплообменных аппаратах с приварными к корпусу трубными досками (конденсатор, ПСГ) замену трубок производят на месте через вырезанные в корпусе технологические люки.

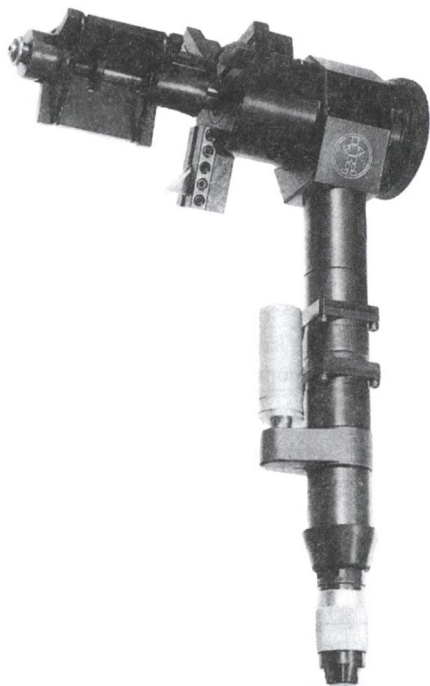


Рис. 3.40. Машина для обработки концов трубок

нему диаметру. В пазы резцедержателя устанавливается резец, форма которого соответствует той операции, которую требуется выполнить: торцовка, снятие наружной или внутренней фаски или удаление сварного шва. Наибольшее распространение получили машины типа «Мангуст-Миди» (для трубок диаметром от 14 до 48 мм), которые изготавливаются в ГМТУ [155] и данные о которых приводятся в табл. 3.22.

Традиционным способом удаления трубок является захват трубки за ее внутреннюю поверхность и извлечение ее из трубной доски, для чего используются различные экстракторы, в том числе с метчиковым захватом (рис. 3.41) [155]. Для снижения тягового усилия практикуется отрезка трубки за плоскостью трубной доски с последующим извлечением обоих концов трубки из первой и второй трубных досок. Для отрезки трубок разработаны различные конструкции трубоотрезателей, которые подразделяются на две основные группы:

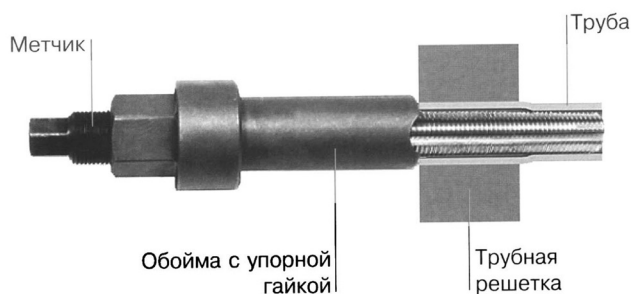


Рис. 3.41. Метчиковый экстрактор серии TBM

Типовой маршрутный технологический процесс ремонта теплообменников с полной заменой трубок включает в себя [13, 155]:

- удаление старых теплообменных трубок;
- подготовку трубок к сборке;
- зачистку отверстий трубных досок и нарезание уплотнительных канавок или накатку уплотнительных выступов;
- сборку трубного пространства и набивку трубок;
- развальцовку трубок в трубной доске;
- испытание крепления трубок в трубной доске на герметичность.

Удаление старых теплообменных трубок. После снятия с водяных камер крышек трубки и трубные доски очищают от грязи и наносных отложений. Удаление старых трубок может быть выполнено различными способами. Основное требование при удалении трубок — не должно быть нарушено состояние поверхности в отверстиях трубных досок.

При комбинированном соединении трубок с трубной доской (вальцевание и сварка) извлечение трубок начинается с удаления сварного шва приварки трубки к трубной доске. Чаще всего эта операция выполняется портативными машинками для обработки концов трубок (рис. 3.40), которые устанавливаются в трубку на длину цангового зажима и фиксируются им по внутрен-

– Ручные однооборотные трубоотрезатели (рис. 3.42) [155], принцип действия которых заключается в пробивании стенки трубки с последующим отрезанием за один оборот. Инструмент вставляется в трубку с резцом в утопленном положении, при вращении хвостовика по часовой стрелке резец выдвигается и прошивает стенку трубки, а при дальнейшем вращении трубка срезается полностью. Для удаления инструмента следует повернуть хвостовик против часовой стрелки, при этом резец утапли-

Таблица 3.22

Основные технические характеристики машин типа «Мангуст-Миди»

Характеристика	Тип машины		
	Мангуст-Миди-МТ	Мангуст-Миди-Электро	Мангуст-Миди-2МТ
Внутренний диаметр теплообменных трубок, мм	14—40	14—40	39—104
Тип и мощность привода, кВт	Пневматический, 0,6	Электрический, 0,67**	Пневматический, 1,3
Давление воздуха, МПа	0,63	—	0,63
Расход воздуха, м³/мин	0,7	—	1,7
Крутящий момент на максимальной мощности, Нм	50	34	180
Диапазон регулирования частоты вращения, об/мин	60—220	40—190	40—100
Количество резцов в резцедержателе	1 или 2	1 или 2	до 4
Максимальная длина обработки, мм: – с фиксатором под сменные цанги – с фиксатором под сменные сухари	20/40*	20/40*	50
Масса в рабочем состоянии, кг	4,94	5,60	9,50
Габаритные размеры в рабочем состоянии, мм	385×285×56	385×270×260	400×335×300
Масса в транспортной упаковке, кг	5,28	10,90	16,30
Габаритные размеры в транспортной упаковке, мм	400×360×70	550×390×125	555×415×175

Примечания. * В числителе указана длина с фиксатором под сменные цанги ($d_{\text{мн}} = 14—20$ мм), в знаменателе — длина с фиксатором под сменные сухари ($d_{\text{мн}} = 20—40$ мм).

** Электродвигатель однофазный, ~220 V.

Таблица 3.23

Максимально допустимая толщина стенки трубки, мм, при применении однооборотных трубоотрезателей

Модель	Материал трубки	
	Нержавеющая сталь	Цветные сплавы
ТО-16	1,0	2,0
ТО-19	1,5	2,0
ТО-22	2,5	2,5
ТО-23	2,5	2,5
ТО-24	2,5	3,0
ТО-25	2,5	3,0
ТО-26	2,5	3,0
ТО-28	2,5	3,0
ТО-30	2,5	3,0

Примечание. Цифра в модели трубоотрезателя указывает на номинальный внутренний диаметр трубки.

ла-оправки (рис. 3.44, а) или сминателя (рис. 3.44, б), при этом, чтобы избежать повреждения поверхности отверстия в трубной доске, необходимо использовать сминатель, точно соответствующий размеру удаляемой трубки. Затем трубки с помощью выколотки (рис. 3.45) выбивают из трубных досок в обратную сторону. В целях удаления трубок путем вырубки применяются пневмомолотки с набором специальных зубил, изготовленных из стали 15ХМ или другой аналогичной стали. Материал должен быть достаточно твердым, чтобы зубила не тупились, и пластичным для предупреждения их поломки. В случае выбивания толстостенной трубки сначала необходимо произвести утонение стенки трубки с помощью ступенчатого зенкера. Рассверливание трубки осуществляется так, чтобы остаточная толщина стенки трубки была не менее 0,5 мм.

Подготовка трубок к сборке. Новые трубки перед установкой должны быть соответственно подготовлены, а их сертификаты проверены. Перед установкой трубки должны быть протерты (снаружи — по всей длине и внутри — по концам) чистой тряпкой для очистки от консервирующей смазки и пыли. Необходимо выявить и отбраковать трубки, имеющие внешние дефекты (риски, вмятины, погнутость). Если для замены выбраны трубки из латунных сплавов, то необходимо их проверить на наличие остаточных напряжений. Для выявления в труб-

ваются, а инструмент свободно вынимается из трубки (характеристики однооборотных отрезателей приводятся в табл. 3.23) [155].

– Многооборотные с пневмо- или электроприводом (рис. 3.43), которые производят отрезку трубки протачиванием ее изнутри (характеристики многооборотных отрезателей приводятся в табл. 3.24) [155].

Длина отрезаемого конца трубки должна превышать толщину трубной доски на 20—25 мм. Для улучшения процесса резания и уменьшения крутящего момента целесообразно вращать трубоотрезатель прерывисто: повернуть оправку по часовой стрелке на 60—90°, а затем против часовой стрелки на 10—15° и т. д. (это обеспечивает доступ смазки в зону резания).

Удаление трубок может производиться и другим способом. При удалении единичных трубок их завальцованные концы сминают внутрь с помощью специального зуби-

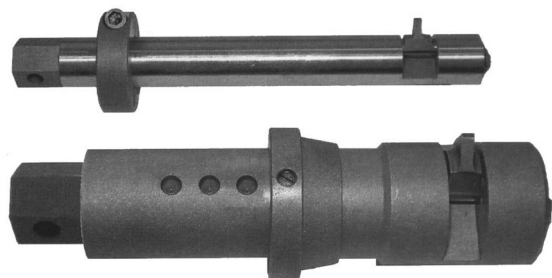


Рис. 3.42. Однооборотный трубоотрезатель серии ТО



Рис. 3.43. Многооборотный трубоотрезатель серии МТО

Таблица 3.24

Основные технические характеристики многооборотных трубоотрезателей

Характеристика	Модель отрезателя			
	МТО-14-19	МТО-15-18А	МТО-19-25	МТО-26-35
Область применения ($d_{\text{вн}}$), мм	14—19	15—18	19—25	26—35
Максимальная толщина стенки трубок, мм:				
сталь	1,0			
цветные сплавы	1,5	2,0	3,0	3,0
Пределы расстояния от торца трубки до места реза, мм	20—90	40—70	40—100	40—100
Масса, кг	0,9	1,9	1,6	2,7
Габаритные размеры, мм	360×35×35	350×160×45	350×160×45	430×170×45
Рекомендуемый пневмопривод	ИП-1026	ВМ-200	ВМ-200	ПВЛ-к-38 (ПВЛ-к-51)

ках остаточных напряжений используются методы «разрезки колец» и аммиачной пробы. При обнаружении трещин и выявлении повышенных внутренних напряжений более $19,6 \text{ МН/м}^2$ (2 кгс/мм^2) трубки должны быть подвергнуты термообработке. Один из вариантов установки для термообработки латунных трубок показан на рис. 3.46. Трубки укладывают в печь плотно одна к другой, с полным заполнением всего пространства. В установку подается перегретый пар давлением $0,107 \text{ МПа}$ ($1,1 \text{ кгс/см}^2$) и температурой 400°C . Контроль нагрева осуществляется с помощью изолированной термопары, расположенной в нижней части выходной камеры. Повышение температуры производится со скоростью $100\text{—}120^\circ\text{C/ч}$ до температуры $300\text{—}350^\circ\text{C}$. Затем производится выдержка в течение 2 ч, и доступ пара в установку прекращается. После остывания трубки выгружаются, и повторно проверяется наличие внутрен-



Рис. 3.44. Инструмент для смятия завальцованных концов трубок:
а — зубило-оправка, б — сминатель

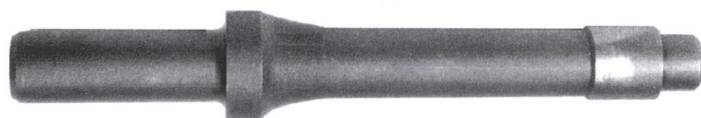


Рис. 3.45. Выколотка

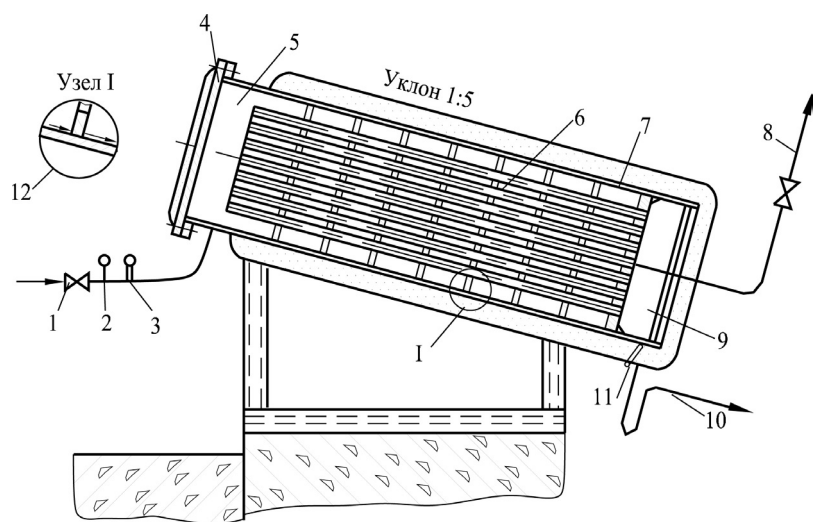


Рис. 3.46. Установка для термообработки трубок:

1 — подвод пара, 2 — манометр, 3, 11 — термодатчики, 4 — съемная крышка, 5 — входная камера, 6 — трубки, 7 — корпус, 8 — отвод пара, 9 — выходная камера, 10 — гидрозатвор, 12 — отверстия в опорных кольцах для дренирования конденсата

них напряжений. При хорошо выполненной термообработке напряжение не должно превышать 5 МН/м^2 ($0,5 \text{ кгс/мм}^2$). После проверки качества термообработки трубки укладывают на деревянные стеллажи вблизи подогревателя.

Перед началом установки новых трубок необходимо проверить в трех-четырех местах взаимное расположение отверстий в основных трубных досках и промежуточных перегородках. Проверку смещения отверстий в промежуточных перегородках производят с помощью натянутой стальной струны. Затем замеряют расстояние между наружными поверхностями трубных досок.

Для этого в нескольких местах вставляют новые трубки так, чтобы они выступали из трубной доски с одной стороны на 3—4 мм. С другой стороны на таком же расстоянии от доски делают отметки. Трубки вынимают и замеряют их длину до отметок. Во избежание ошибок к полученному наибольшему размеру дается припуск 5 мм, и все трубки отрезают по этому размеру с помощью устройства, оборудованного фрезой или отрезным кругом (рис. 3.47). С помощью приспособления, показанного на рис. 3.48, производят зачистку концов трубок от консервирующей смазки и оксид-

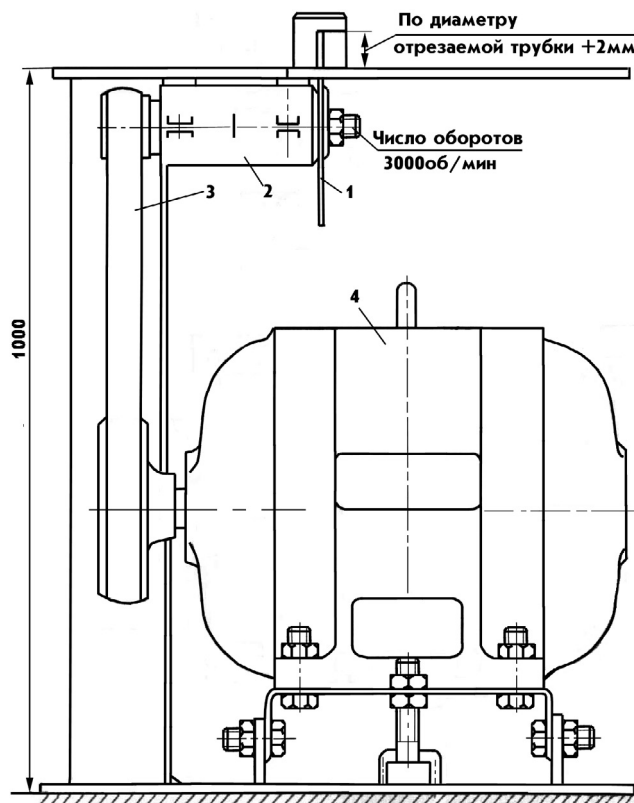


Рис. 3.47. Устройство для обрезки трубок:

1 — фреза (отрезной круг), 2 — редуктор, 3 — приводной ремень, 4 — двигатель

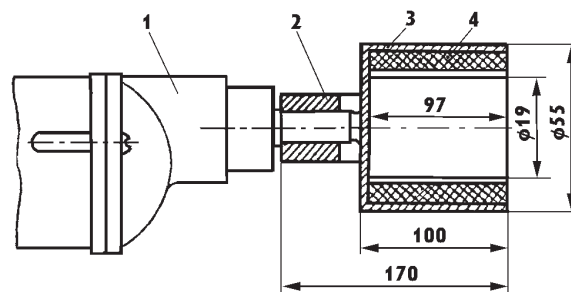


Рис. 3.48. Приспособление для зачистки концов трубок:

1 — привод, 2 — конус, 3 — оправка, 4 — войлок

ной пленки. Приспособление представляет собой оправку, внутренняя рабочая часть которой выполнена из войлока с насыпанным в него шлифпошком. Для зачистки трубок может быть использовано как стационарное приспособление с приводом от электродвигателя, так и переносное.

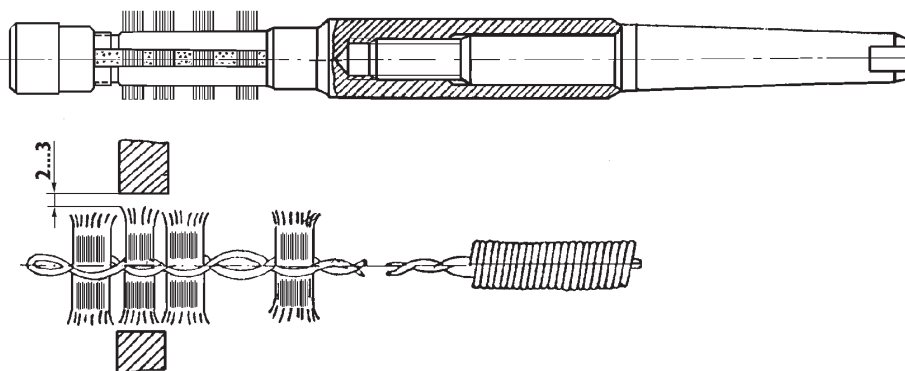


Рис. 3.49. Приспособления для зачистки отверстий в трубных досках

Зачистку отверстий производят одновременно в основных

трубных досках и промежуточных перегородках при помощи оправки с набором стальных ершей из проволочек диаметром 0,2—0,5 мм (рис. 3.49), вращающейся от переносного электро- или пневмопривода. Заводка ершей в отверстия и выемка их должны производиться при вращающейся оправке с ершами для того, чтобы избежать образования продольных рисок, которые могут нарушать герметичность вальцованных соединений. После зачистки производят выборочную проверку диаметров отверстий трубных досок с помощью калибров. Зазор между вставленной незавальцованной трубкой и отверстием должен, как правило, составлять $0,4^{+0,12}_{-0,05}$ мм для трубок диаметром от 16 до 25 мм, поэтому при диаметре трубок 16 мм диаметры калибров должны быть соответственно 16,52 и 16,35 мм. Диаметр отверстий считается соответствующим норме, если первый калибр не входит в отверстие, а второй проходит в него.

Нарезание уплотнительных канавок в отверстиях трубной доски перед установкой трубок производится с целью повышения герметичности и прочности вальцованных соединений. Для этой цели применяются канавочники (рис. 3.50), нарезающие канавки с помощью резца.

Для формирования кольцевых рельефов методом ротационного выкатывания в Научно-исследовательской технологической лаборатории Санкт-Петербургского государственного морского технического университета (НИТЛ СПбГМТУ) [155] разработано несколько модификаций шариковых раскатников (рис. 3.51). Основными конструктивными элементами раскатника являются коническое веретено, сепаратор, упорная муфта и шарики. Инструмент можно выполнять как с однорядным, так и с многорядным

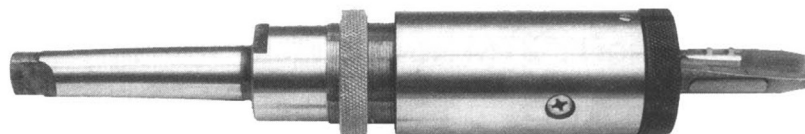


Рис. 3.50. Канавочник



Рис. 3.51. Шариковый раскатник серии РШ

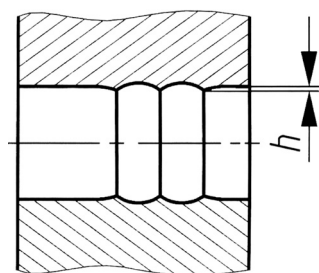


Рис. 3.52. Профиль, формируемый шариковым раскатником

расположением шариков. Выбор модификации шариковых раскатников зависит от диаметра обрабатываемого отверстия, типа привода (радиально-сверлильный станок или ручной пневмопривод), а также металла трубной доски.

При радиальном деформировании раскатником трубки, установленной в отверстии трубной доски, кольцевой уплотнительный элемент (в дальнейшем кольцевой рельеф) упруго-пластически внедряется в материал трубки, что приводит к локальному повышению контактного давления и, как следствие, к повышению герметичности и прочности соединения. Профиль, формируемый шариковым раскатником, показан на рис 3.52. Высота выступа в зависимости от диаметра отверстия в трубной доске, приводится ниже [155]:

Диаметр отверстия в трубной доске, мм	10—16	17—27	28—38	> 40
Высота выступа h , мм	0,04—0,07	0,06—0,10	0,07—0,12	0,10—0,15

Такой способ крепления трубок достаточно прост и легко вписывается в существующую технологическую цепочку как при изготовлении новых аппаратов на заводах, так и при их ремонтах с заменой трубок на электростанциях.

Широкий спектр моделей раскатников серии РШ, изготавливаемых НИТЛ ГМТУ (см. рис. 3.51), выпускается для наружных диаметров трубок от 10 до 28 мм и формирует кольцевые уплотнительные выступы на фиксированном расстоянии (5—7 мм) от плоскости трубной доски. Раскатники серий РШР, РШС, РШМ позволяют регулировать это расстояние. Диапазон регулирования раскатников серии РШР составляет от 3 до 10 мм, раскатников серии РШМ — от 10 до 70 мм. В раскатниках серии РШС осевое усилие для перемещения веретена и выдвижения шариков развивается подачей радиально-сверлильного станка. Для раскатников серии РШМ необходимо использовать вальцовочные машины серии ПВЛ-к. Осевое перемещение веретена в раскатниках серий РШ и РШР осуществляется приводом ИП-1026.

Порядок работы раскатника следующий.

1. Установить хвостовик веретена в пневмопривод.
2. Переместить сепаратор с шариками в сторону тонкой части веретена и вставить его до упора в отверстие трубной доски.
3. Включить привод и переместить веретено раскатника до контакта с шариками.
4. Прикладывая осевое усилие к веретену, обеспечить его перемещение после момента контакта с шариками на глубину 3—5 мм.
5. В течение 3—5 с продолжить вращение веретена раскатника без осевых перемещений, а затем плавно, без рывков и перекосов, не выключая привод, извлечь раскатник из отверстия трубной доски.
6. Произвести визуальный осмотр сформированного рельефа и убедиться в том, что он представляет собой две сферические канавки и три кольцевых выступа; обратить особое внимание на то, чтобы средний из трех выступов имел заостренную вершину, иначе процесс формирования рельефа следует повторить, увеличив осевое перемещение веретена.

В случае если центральный выступ по периметру имеет разрывы, такое отверстие следует исправить разверткой для устранения овальности, а затем повторить процесс формирования уплотнительного рельефа.

После подготовки отверстий трубных досок приступают к установке в них трубок. При установке трубок допускается их подача легкими ударами деревянного молотка. В целях механизации ремонтных работ может быть применено приспособление, обеспечивающее подачу трубок профильными роликами с электроприводом. Для направления трубки в отверстие на конец ее устанавливается направляющий конус. Установка и вальцевание трубок в отверстиях трубной доски ведутся в направлении снизу вверх.

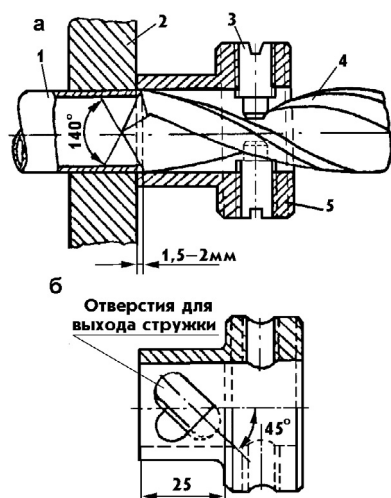


Рис. 3.53. Приспособление для подрезки трубок:

a — конструкция приспособления;
б — втулка; 1 — трубка, 2 — трубная доска,
 3 — штифт, 4 — фреза, 5 — втулка



Рис. 3.54. Торцеватель трубок

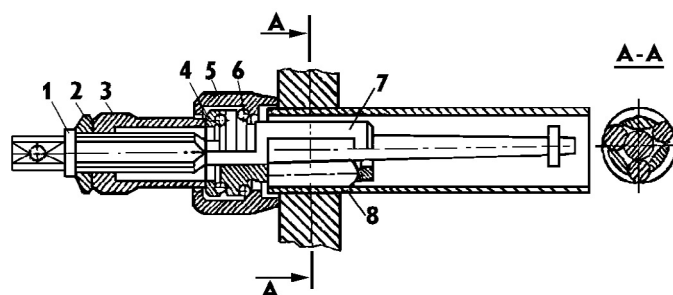


Рис. 3.55. Вальцовка с реверсивным приводом:

1 — конус, 2, 3 — гайка специальная, 4 — кольцо, 5 — корпус, 6 — шарик,
 7 — сепаратор, 8 — ролики

Установку трубок ведут группами по 100—150 шт. После установки партии трубок их выравнивают таким образом, чтобы с одной стороны концы выступали на 2—3 мм от поверхности трубной доски, и затем вальцуют. После окончания вальцевания с помощью приспособлений, показанных на рис. 3.53, 3.54, производят подрезку выступающих концов трубок с противоположной стороны у второй трубной доски (трубки должны выступать также на 2—3 мм). После продувки сжатым воздухом со стороны вальцованных соединений для удаления стружки производят вальцевание трубок и с другой стороны.

Для предотвращения появления оксидной пленки и загрязнения зачищенных концов трубок и отверстий в трубных досках вальцевание необходимо производить не позже чем через 6 ч после зачистки.

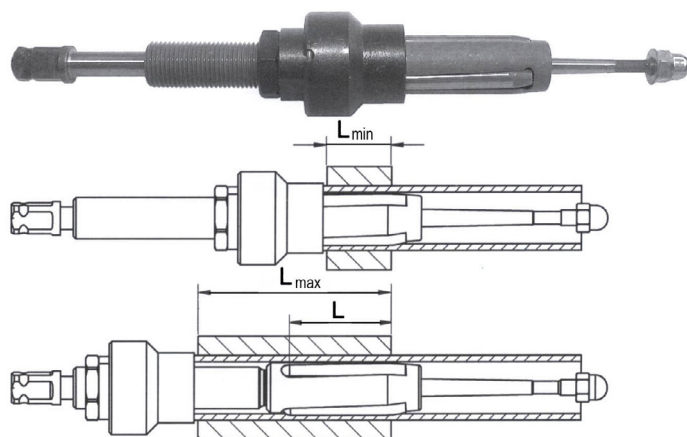


Рис. 3.56. Вальцовка серии «Р»

Наиболее производительным способом вальцевания трубок является применение вальцовок (рис. 3.55) с реверсивным приводом и регулировкой величины крутящего момента в зависимости от необходимой степени развальцовки, что позволяет получить качественное соединение трубок с трубными досками.

При ремонте теплообменных аппаратов ПТУ широкое применение нашли вальцовки серии «Р» (рис. 3.56), изготавливаемые НИТЛ [155], основные технические характеристики которых приводятся в табл. 3.25.

Процесс вальцевания заключается в том, что пластически деформированная

Таблица 3.25

Технические характеристики вальцовок серии «Р»

Модель	Наружный диаметр и толщина стенки трубок, мм	Диапазон развальцовки, мм ($d_{\min}—d_{\max}$)	Рабочая длина ролика L_r , мм	Глубина вальцевания, мм ($L_{\min}—L_{\max}$)	Размер квадрата веретена, мм
P-12	14×1; 14×0,75; 15×1,5; 16×2	11,5—12,8	30	15—50	6,35
P-13	14,5×0,75; 15×1; 16×1,5; 16×1,25; 18×2,5	12,5—14,2	30	15—50	6,35
P-14	16×1; 18×2	13,5—15,3	30	15—50	6,35
P-15	17×1; 18×1,5; 19×2; 20×2,5	14,5—16,5	40	25—75	11
P-16	18×1; 19×1,25; 19×1,5; 20×2; 22×3	15,5—17,4	40	25—75	11
P-17	19×1; 20×1,5; 21×2; 22×2,5	16,5—18,5	40	25—75	11
P-18	20×1; 22×2; 25×3,5	17,5—19,7	40	25—75	11
P-19	21×1; 22×1,5; 25×3	18,5—20,7	40	25—75	11
P-20	22×1; 24×2; 25×2,5	19,4—21,8	40	25—75	11
P-21	23×1; 24×1,5; 25×2; 27×3	20,4—22,8	40	25—75	11
P-22	24×1; 25×1,5; 26×2; 28×3	21,4—23,7	45	20—45	11
P-23	25×1; 25×1,2; 26×1,5; 27×2; 28×2,5	22,4—24,7	45	20—45	11
P-24	26×1; 27×1,5; 28×2; 29×2,5; 30×3; 32×4	23,4—25,7	50	25—50	14
P-25	28×1,2; 28×1,5	24,3—26,7	50	25—50	14
P-26	28×1; 29×1,5; 32×3	25,3—27,7	50	25—50	14
P-27	30×1,5; 32×2,5	26,2—28,8	55	35—55	14
P-28	30×1; 32×2	27,2—29,7	55	35—55	14
P-29	32×1,5	28,0—31,4	50	35—55	14
P-30	33×1,5	29,2—32,4	50	35—55	14
P-31	35×1,5; 38×3,5	30,3—34,0	55	50—100	14
P-33-34	38×2; 38×2,5; 38×3	31,5—36,5	55	50—100	14
P-35-36	38×1,5; 40×2; 42,4×3,2	34,3—37,6	55	50—100	14
P-37-38	42×2; 45×3,5	36,3—40,7	55	50—100	16
P-39-40	42×1,5; 45×2,5; 45×3	38,3—42,7	55	50—100	16

вальцовкой трубка сжимается трубной доской, получившей при этом упругую деформацию в вальцованном поясе. Контакт между стенками трубки и отверстием будет тем надежнее, чем больше упругая деформация доски. В процессе вальцевания, пока полностью не выбран зазор, раздача трубки происходит за счет растягивания материала, и крутящий момент возрастает незначительно (участок 1 на рис. 3.57).

Когда развальцовываемая трубка достигает стенок отверстия трубной доски (участок 2) и дальнейшая развальцовка происходит за счет утонения стенки трубки и вытягивания ее в осевом направлении, происходит резкое увеличение крутящего момента. В случае чрезмерной развальцовки трубки стенка отверстия в трубной доске может получить пластическую деформацию, и сжатие трубки вследствие этого будет недостаточным. При недостаточной величине развальцовки трубок упругая деформация трубной доски будет мала, трубки окажутся недостаточно сжатыми, и следовательно, не будет обеспечено прочное и герметичное закрепление трубок. Качество вальцованного соединения, обеспечивающее его герметичность и прочность, зависит от степени развальцовки [13]. Во избежание ослабления или разрушения трубок за счет утонения стенок в местах перехода от вальцуемых участков к невальцуемым следует стремиться к уменьшению величины зазора между трубкой и стенкой отверстия в трубной доске. Перед началом вальцевания и в дальнейшем периодически ролики вальцовок смазывают машинным маслом. Не допускается попадание смазки в зазор между трубкой и трубной доской. Для получения высокого качества вальцованных соединений необходимо, чтобы уровень запыленности в производственном помещении был минимальным, воздух сухим и температура его не ниже $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Порядок работы с вальцовками серии «Р» следующий:

1. Для настройки вальцовки на нужную глубину вальцевания необходимо ослабить контргайку муфты и переместить муфту по резьбе корпуса в сторону увеличения или уменьшения рабочей длины ролика, а затем завернуть контргайку. Если требуемая глубина вальцевания превышает рабочую длину ролика, то развальцовку следует вести участками, перекрывающими друг друга по длине на 4—6 мм. При этом для первой трубной доски развальцовку следует вести от торца трубки в сторону самого дальнего участка, для второй — от самого дальнего участка в сторону торца трубки, а в случае закрепления трубки за сварным швом — от сварного шва в сторону самого дальнего участка.
2. Вставить веретено вальцовки в вальцовочную машину.
3. Переместить корпус вальцовки в сторону тонкой части веретена.
4. Вставить корпус с роликами в трубку до упора муфты в конец трубки.
5. Переместить веретено вперед в осевом направлении до контакта с роликами и включить машину. Для того чтобы трубка не проворачивалась в процессе развальцовки, необходимо придержать рукой муфту вальцовки (это возможно только для трубок с толщиной до 1,5 мм). Если толщина стенки трубки превышает 1,5 мм, трубку необходимо поддерживать с другой стороны.
6. Произвести развальцовку трубки.
7. После окончания процесса вальцевания переключить машину на реверс и извлечь вальцовку из трубки.

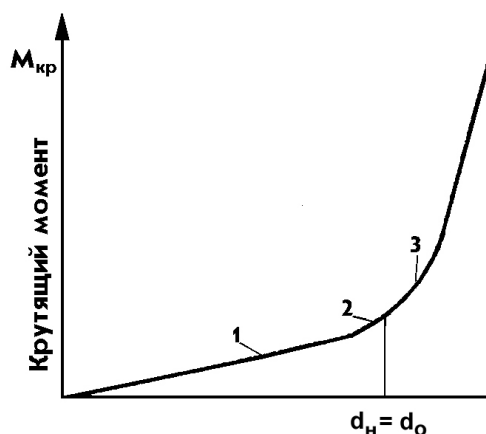


Рис. 3.57. Изменение крутящего момента при вальцевании трубки. По оси абсцисс — величины, входящие в формулу (3.1)

3.4.3. Очистка трубных досок, трубок и межтрубного пространства

Водно-химический режим электростанции должен обеспечивать работу основного и вспомогательного оборудования без повреждений и снижения экономичности, вызванных образованием накипи и отложений на теплопередающих поверхностях, в том числе на трубках конденсаторов турбин. Требования к охлаждающей воде и конденсату регламентируются ПТЭ [19].

В результате длительной эксплуатации при низком качестве воды, подаваемой на вход теплообменных аппаратов, происходит загрязнение внутренней поверхности трубок. Отложения образуются как осадочными компонентами воды, так и продуктами коррозии. Состав их сложен и неоднороден: это оксиды меди и железа, соли жесткости, перекаленная органика (остатки масел) и т. д. Чаще всего загрязняются конденсаторы и маслоохладители, охлаждаемые циркуляционной водой, а также подогреватели сетевой воды. В последних чаще наблюдаются накипные отложения солей кальция и магния, а в конденсаторах и маслоохладителях — отложения трех типов: механические, биологические, накипные. Подогреватели системы регенерации, работающие на основном конденсате и питательной воде, с внутренней стороны, как правило, не загрязняются. У конденсаторов вследствие загрязнения с водяной стороны ухудшение вакуума происходит как из-за увеличения термического сопротивления стенки трубок поверхности теплообмена, так и вследствие сокращения расхода воды через конденсатор из-за повышения его гидравлического сопротивления. Загрязнение конденсаторов приводит к значительным перерасходам топлива, а в ряде случаев — к ограничению мощности турбины. Кроме того, образующиеся в конденсаторах отложения интенсифицируют коррозионные процессы в металле трубок, а содержащиеся в воде абразивные твердые взвеси (песок, зола) вызывают эрозионно-коррозионный износ трубок.

Загрязнение поверхности теплообмена подогревателей сетевой воды приводит к возрастанию фактического относительного недогрева сетевой воды до температуры насыщения по сравнению с его нормативным значением, и следовательно, либо к необходимости повышения давления пара в камерах отборов турбины на подогреватели для сохранения величины нагрева сетевой воды, либо к снижению температуры прямой сетевой воды, если возможности повышения давления в отборе пара исчерпаны. При необходимости поддержания теплофикационной установкой заданной тепловой нагрузки загрязнение поверхности теплообмена подогревателей вызывает уменьшение внутренней электрической мощности турбины и соответствующий этому снижению перерасход топлива.

Загрязнение теплообменных аппаратов, как правило, происходит внутри теплообменных трубок. Однако в отдельных случаях наблюдается *загрязнение и межтрубного пространства аппаратов*. Загрязнение конденсаторов с паровой стороны может существенно снизить вакуум. Так как образование отложений на паровой стороне трубок принято считать маловероятным, то осмотр трубок зачастую не производится даже во время капитальных ремонтов. Поэтому годами это явление остается необнаруженным, хотя постепенное ухудшение вакуума, несмотря на принимаемые меры по борьбе с присосами воздуха и загрязнением трубок с внутренней стороны, указывает на возможность загрязнения охлаждающей поверхности с паровой стороны.

Для предотвращения отложений на внутренней поверхности трубок теплообменных аппаратов применяются способы, основанные на различных физико-химических принципах и эффективные для борьбы с конкретными отложениями различной природы.

Предотвратить минеральные отложения на поверхностях теплообмена помогают такие способы, как подкисление воды, известковое умягчение подпиточной воды, обработка воды фосфатами и комплексонами типа этилендифосфоновой кислоты (ОЭДФ), непрерывная механическая очистка пористыми шариками.

Наиболее известны следующие безреагентные способы предотвращения отложений:

- электромагнитная обработка;
- ультразвуковая обработка.

Безреагентные способы обработки поверхностей теплообмена, перспективные с точки зрения своей экологической чистоты и низкой стоимости, еще недостаточно разработаны. Как показывает опыт эксплуатации, их применение эффективно в основном для малопроизводительных теплообменников.

Выбор профилактических мероприятий по предотвращению образования отложений в трубках конденсаторов турбин, коррозии, обрастания систем водоснабжения, цветения воды или застарения водохранилищ-охладителей водной растительностью определяется местными условиями, эффективностью самих мероприятий, их допустимостью по условиям охраны окружающей среды и экономическими показателями. В случае если охлаждающая вода склонна к накипеобразованию (при повышенной карбонатной жесткости), в зависимости от системы водоснабжения электростанции должна проводиться обработка воды (продувка, подкисление либо фосфатирование или комбинированная обработка, а также организация водообмена в источнике подпитки оборотного водоснабжения с водохранилищами-охладителями). При невозможности понижения карбонатной жесткости охлаждающей воды до требуемого значения должны предусматриваться установки по кислотным промывкам конденсаторов и нейтрализации промывочных растворов. Если предотвратить загрязнение невозможно, прибегают к различным видам *очистки*, позволяющим восстановить чистоту трубок поверхности теплообмена аппарата.

Методы очистки теплообменных аппаратов. Очистка трубных досок теплообменных аппаратов, контактирующих с циркуляционной водой (конденсаторы, маслоохладители) и загрязненных наносными отложениями или продуктами коррозии элементов водяного тракта, производится щетками или струей воды.

Загрязнение вертикальных подогревателей с паровой стороны возможно на ТЭЦ промышленных предприятий, использующих загрязненный возвратный пар с производства. Очистка трубных пучков таких подогревателей достаточно сложна и требует в каждом конкретном случае подбора химических реагентов, способных растворить отложения на трубках и при этом исключить коррозионное воздействие на металл самих трубок. Сложность очистки ПСВ с паровой стороны часто приводит к необходимости замены трубных систем аппаратов. Удаление отложений с паровой стороны трубок может производиться путем заливки парового пространства горячей (80—90 °С) водой или раствором едкого натра или же промывкой трубного пучка из шланга.

В маслоохладителях из-за снижения качества турбинного масла в процессе эксплуатации на трубках отлагаются продукты его разложения — смолы и другие тяжелые углеводородные соединения. Очистка маслоохладителей с масляной стороны производится раствором тринатрийфосфата или горячей водой. В первом случае собирается схема (рис. 3.58), включающая бак 1, где готовится раствор, насос прокачки химического раствора 2, маслоохладитель 3. Для промывки подготавливается 8—9%-ный раствор тринатрийфосфата, подогретый до 90—95 °С. Во время химической промывки раствор циркулирует по замкнутому контуру в течение 1—2 ч.

Известные способы предотвращения отложений не всегда позволяют исключить образование отложений на теплообменных поверхностях. Поэтому в зависимости от вида и состава отложений используются различные способы очистки теплообменных аппаратов (табл. 3.26). Наиболее эффективен *химический* способ очистки, основанный на использовании кислот для растворения и удаления отложений. Достаточно широко для промывки теплообменного оборудования применяются

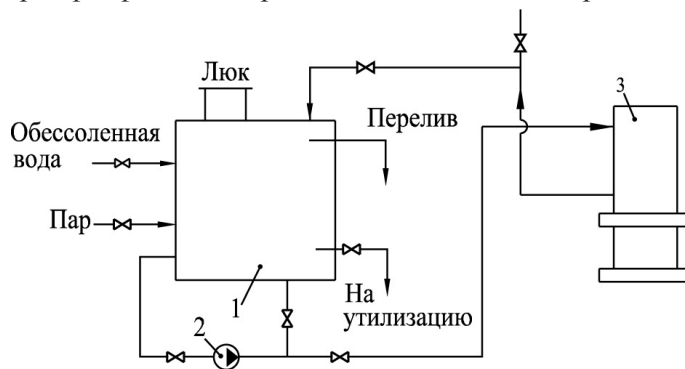


Рис. 3.58. Схема для очистки маслоохладителей с масляной стороны.

Пояснения см. в тексте

Таблица 3.26

Методы очистки теплообменных аппаратов

Методы и средства очистки	Виды отложений		
	Накипные	Механические	Биологические
Химическая очистка	+	—	—
Механическая очистка	+	+	+
Установка высокого давления	+	+	+
Гидравлический пистолет	—	+	+
Очистка пористыми шариками	+	—	+
Водовоздушная очистка	—	+	+
Термическая и вакуумная сушка	—	—	+
Скоростная промывка	—	+	+
Электрогидроимпульсная очистка	+	—	—

Примечание. + — используется; — — не используется

различные минеральные кислоты (в основном соляная и серная). Однако большая скорость растворения отложений этими кислотами (и растворами, изготовленными на их основе) делает процесс промывки оборудования плохо управляемым, а также вызывает повышенную коррозию цветных сплавов и особенно конструкционных материалов, из которых изготавливаются теплообменные аппараты. Кроме того, как показывает опыт, применение этих кислот приводит к тому, что растворение металла под слоем отложений происходит в два-три раза интенсивнее, чем чистого металла. Наиболее опасна так называемая хлоридная активация поверхности металла, так как она приводит к растрескиванию металла в условиях эксплуатации.

Успешно применяется для химических промывок сульфаминовая кислота — эффективный реагент, менее опасный в коррозионном отношении, чем минеральные кислоты. Однако это дорогостоящий реагент. Состав для промывки на основе бисульфата аммония эффективен по отношению к железооксидным и медьсодержащим эксплуатационным отложениям, менее агрессивен, чем минеральные кислоты, более доступен и дешевле, чем комплексоны и органические кислоты. Применение химреактивов для промывки аппаратов ставит ряд проблем по нейтрализации и утилизации отходов, что в отдельных случаях приводит к дополнительным капитальным и эксплуатационным затратам.

Механическая очистка трубок относится к способам наиболее трудоемким, требующим затрат ручного труда и значительного времени. Она, как правило, применяется только при проведении капитальных ремонтов турбин или для окончательной очистки трубок от накипи после проведения химической очистки, если обнаружится, что трубки недостаточно очищены кислотной промывкой.

Механическая очистка применяется только для теплообменных аппаратов с прямыми трубками (конденсаторы, ПСГ). Очистка производится щетинными ершами, укрепленными на длинных шомполах и приводимыми в действие вручную, а также посредством резиновых цилиндров или поршеньков, проталкиваемых через трубку шомполами, водой или воздухом под давлением с помощью пистолетов различной конструкции или других устройств.

Гидравлический пистолет, в котором используется вода давлением 1,0—1,2 МПа (10—12 кгс/см²), служит для проталкивания ершей и работает следующим образом. В 200—300 трубок аппарата вставляются стальные ерши с резиновыми шайбами, которые прогоняются через трубки поступающей из пистолета водой. При очистке трубок открываются только люки,

а крышка входной (выходной) водяной камеры служит упором для пистолета, на конце которого имеется маленький гидравлический домкрат. Вода, проникающая под резиновые шайбы на ерше, смачивает отложения на стенке трубки; ерш взрыхляет отложения, смешивая их с водой; резиновые шайбы снимают отложения со стенок трубки и вместе с водой выносят их из трубки в поворотную водяную камеру аппарата.

Очистка гидравлическими пистолетами производится без снятия крышек конденсатора, при открытых люках. Очистка осуществляется водой давлением от 0,4 до 1,2 МПа (4—12 кгс/см²) в зависимости от плотности и количества отложений. При подаче воды в пистолет, наконечник которого вставлен в очищаемую трубку, одновременно с подачей струи воды происходит автоматическое расклинивание наконечника между трубной доской и крышкой конденсатора с помощью встроенного гидравлического домкрата. При закрытии крана домкрат возвращается пружиной в исходное положение, затем производится очистка следующих трубок. Время промывки трубок устанавливают в зависимости от характера и количества отложений. Для повышения эффективности очистки в воду могут быть добавлены абразивные компоненты (песок, зола или опилки).

В целях очистки трубок теплообменных аппаратов от твердых накипных отложений также используется *метод разрушения отложений с помощью струй воды, вытекающих с большой скоростью из сопел, к которым вода подводится под высоким давлением*. Установка высокого давления (УВД) состоит из насосного агрегата, создающего давление 29—39 МПа (300—400 кгс/см²), гибкого высокопрочного шланга и аппарата для очистки, представляющего собой полый шток со сменной сопловой головкой. Сопловая головка в зависимости от вида отложений может быть вращающейся под действием реактивных сил струи воды или создавать при соответствующем расположении отверстий сопел (перпендикулярно или наклонно к поверхности трубки) усилие для поступательного движения головки по длине очищаемой трубки. Струя воды, не повреждая металла трубки, разрушает накипные отложения и выносит их наружу.

Для поддержания в чистоте охлаждающей поверхности конденсаторов *эффективным профилактическим мероприятием* в рамках технического обслуживания может служить очистка трубок *эластичными шариками* или *водовоздушной смесью*. Использование этих способов при работе турбины под нагрузкой (при частичной разгрузке) позволяет длительное время поддерживать в чистом состоянии конденсатор и препятствует отложению в трубках загрязнений.

Метод шариковой очистки трубок конденсатора заключается в циркуляции через трубную систему определенного количества эластичных шариков из пористой резины, которые, касаясь стенок конденсаторных трубок, счищают приставшие к их внутренней поверхности загрязнения. Диаметр шариков может быть как больше, так и меньше внутреннего диаметра трубок. Системы шариковой очистки устанавливаются на каждом конденсаторе (половине конденсатора) и являются автономными (рис. 3.59). Опыт очистки конденсаторов с помощью резиновых монолитных шариков, диаметр которых на 1—2 мм меньше внутреннего диаметра конденсаторных трубок, показал эффективность их применения только для предотвращения образования мягких отложений. При прохождении шарика, диаметр которого меньше внутреннего диаметра трубки, имеет место явление *утрамбовки отложений*, создающее в дальнейшем трудности при удалении плотного слоя отложений.

Для повышения эффективности очистки шарики обычно выполняются из губчатой резины с различной степенью жесткости и диаметром на 1—2 мм больше внутреннего диаметра трубок. Под действием разности давлений на входе и выходе из трубки шарики продавливаются, касаясь стенок всем периметром (рис. 3.59, а). Эффективность очистки увеличивается, но существует опасность застревания шариков в трубках.

Резиновые шарики, первоначально помещенные в загрузочную камеру 4, где из них удаляется воздух, вводятся струйным насосом узла 3 в напорную линию конденсатора 1. Плотность шариков соизмерима с плотностью воды. За счет градиента давления между входной и выходной водяными камерами конденсатора шарики сжимаются и вместе с потоком воды проходят через трубки, счищая отложения, не имеющие прочного сцепления со стенкой. Частицы отложений

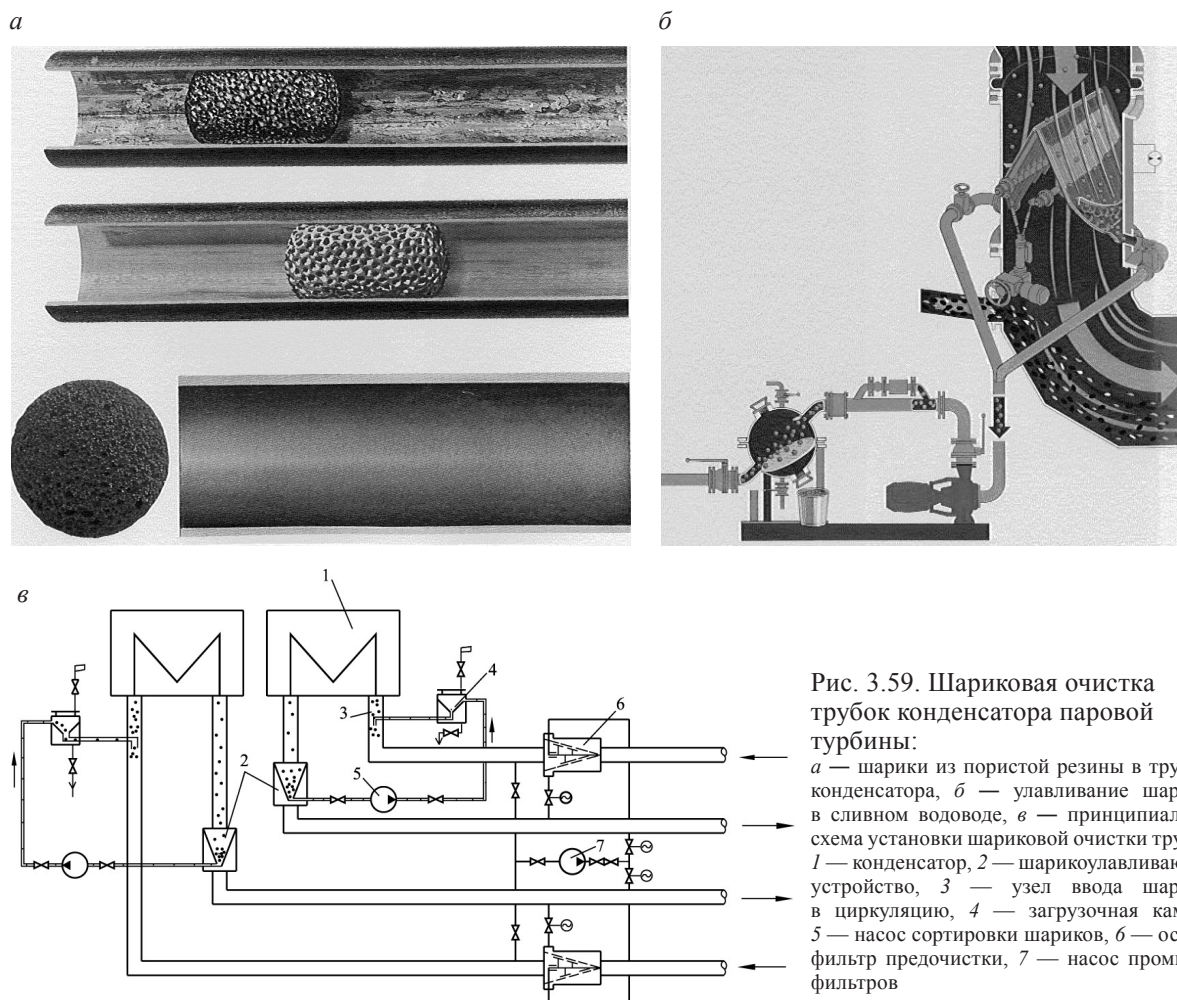


Рис. 3.59. Шариковая очистка трубок конденсатора паровой турбины:

a — шарики из пористой резины в трубках конденсатора, *б* — улавливание шариков в сливном водоводе, *в* — принципиальная схема установки шариковой очистки трубок; 1 — конденсатор, 2 — шарикоулавливающее устройство, 3 — узел ввода шариков в циркуляцию, 4 — загрузочная камера, 5 — насос сортировки шариков, 6 — осевой фильтр предочистки, 7 — насос промывки фильтров

уносятся потоком, а шарики улавливаются на выходе решеткой или сеткой 2 и с помощью насоса 5 возвращаются в цикл. Для удаления изношенных шариков и восполнения их количества предусмотрены устройства ввода 3 и вывода шариков 2. Для защиты контура циркуляции шариков от механических загрязнений на напорном циркуляционном водоводе устанавливается фильтр предварительной очистки циркуляционной воды 6. Внутри фильтра расположено смывное устройство, позволяющее проводить отмывку фильтра без выключения из работы.

В целях удаления твердых карбонатных отложений используются шарики с абразивными включениями (поясками). Необходимо отметить, что при очистке трубок из медного сплава корундовыми шариками нарушается защитная оксидная пленка металла, что может привести к разрушению трубок. Кроме шариков со сверхтвердым корундовым абразивом применяются шарики, покрытые пластмассовым гранулятом; они занимают промежуточное положение по воздействию на очищенную поверхность между корундовыми и губчатыми без абразива.

Опасность интенсификации коррозии при разрушении защитной оксидной пленки возникает и в случае применения обычных губчатых шариков, особенно при их повышенной твердости, в сильно минерализованной охлаждающей воде и при наличии в ней абразивных примесей. Для обеспечения эффективности работы системы шариковой очистки необходимо выполнение ряда условий. Так, для нормальной циркуляции шариков по замкнутому контуру и увеличения срока их службы необходимо устранение застойных

(вихревых) зон и воздушных мешков в водяных камерах конденсатора и сливного циркуляционного водовода, отсутствие деформации входных участков трубок, заусениц и острых кромок. Для равномерного распределения шариков по трубкам оптимально направление потока охлаждающей воды во входной камере вертикально вверх — параллельно поверхности трубной доски. Если же ось входного патрубка водовода направлена перпендикулярно к трубной доске, то это может быть причиной не только неравномерного распределения шариков по трубкам, но и эрозионного разрушения концов трубок. В этом случае в месте ввода шариков необходимо устанавливать отбойный щит. При отгораживании листами застойных зон водяных камер не должно быть зазоров между стенками камер и листами. Дренажные отверстия следует защитить со стороны набегающего потока выпуклыми перфорированными листами, чтобы предотвратить утечку шариков. На входе в шарикоулавливающие устройства необходимо обеспечить равномерное распределение скоростей (например, с помощью направляющих пластин). Местное увеличение скорости может служить причиной задержки шариков на решетке и даже их продавливания через щели решетки.

Подача шариков может осуществляться *непрерывно, периодически и залпами*. При *непрерывной* очистке система работает вместе с конденсатором, а шарики заменяются по мере износа. Количество циркулирующих шариков составляет обычно 10—15 % от количества трубок. Шарик обегает контур за 30—40 с, попадая в каждую трубку в среднем через 5 мин. При скорости 2 м/с и общей длине двух ходов конденсаторных трубок 18 м за 10 ч непрерывной циркуляции шарик проходит путь в 20 км. Периодически (один раз в неделю) происходит сбор, измерение степени износа и замена шариков. Степень износа шариков зависит от материала, из которого они выполнены, и характера загрязнений. Особенно интенсивный износ наблюдается в первые часы работы, затем он стабилизируется и составляет от 0,005 до 0,02 мм/ч. Периодичность замены шариков составляет порядка 400—900 ч непрерывной циркуляции.

При *периодической* очистке шарики циркулируют по контуру в течение определенного периода времени (например, 2 ч в сутки). При *залповом* вбросе шарики проходят через трубную систему один раз, после чего они собираются в загрузочную камеру до следующего залпа. Загрузка шариков требуется в 4—6 раз большая, чем при непрерывной очистке, для обеспечения такой же частоты прохождения шариков по трубкам. Равномерность распределения шариков по трубкам практически не зависит от способа подачи, а определяется в основном равномерностью скорости потока воды в водяной камере, соответствием плотности шариков плотности охлаждающей воды и конструкцией узла их ввода в циркуляционный водовод.

Метод очистки водовоздушной смесью заключается в периодической подаче воздуха в воду, охлаждающую работающий конденсатор, что обеспечивает удаление рыхлых илистых и органических отложений, слабо сцепленных со стенкой трубки. Эффект очистки реализуется за счет возникновения дополнительных тангенциальных напряжений в пристенной области и в самих отложениях, флотации воздушными пузырьками дисперсных частиц примесей, уменьшения толщины или возмущения пристенного ламинарного подслоя.

При водовоздушной очистке конденсатора необходимо организовать равномерное распределение водовоздушной смеси по всему трубному пучку, определить оптимальные и максимально допустимые расходы воздуха при различных расходах охлаждающей воды. Равномерность распределения водовоздушной смеси по всем трубкам пучка достигается установкой специальных коллекторов различной конструкции во входной водяной камере или напорном водоводе конденсатора [35]. Равномерность раздачи смеси по пучку зависит от скорости воды в водяной камере. С увеличением скорости воды равномерность распределения смеси повышается.

По данным ряда исследователей, оптимальное объемное газосодержание составляет 6—9 % от начального расхода циркуляционной воды. С увеличением газосодержания средний размер пузырей и частота их следования увеличиваются, при этом наблюдается группировка пузырей, приводящая при газосодержании, большем 10 %, к волновому движению смеси в трубе. При увеличении расходов воздуха выше допустимых может происходить скопление его в верхней части сливной водяной камеры и прекращение циркуляции охлаждающей воды через конденсатор.

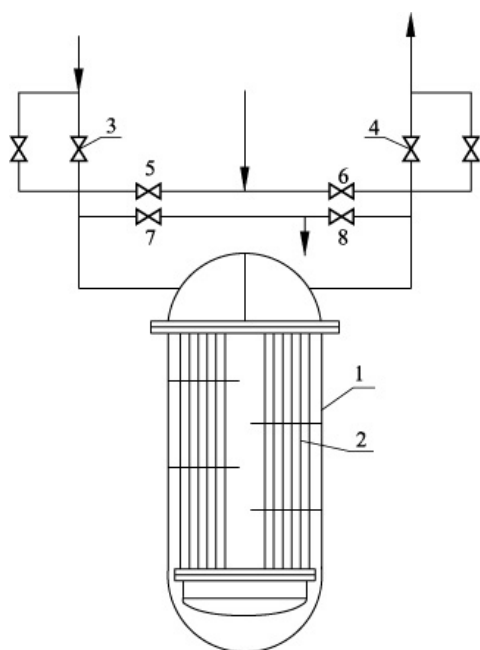


Рис. 3.60. Принципиальная схема водовоздушной очистки вертикального подогревателя.

Пояснения см. в тексте

На рис. 3.60 приведена принципиальная схема *водовоздушной очистки вертикальных теплообменных аппаратов*. Технология очистки заключается в следующем. Перед очисткой подогреватель 1 отключается по воде, пару и дренажу задвижками на соответствующих трубопроводах. При этом трубный пучок подогревателя 2 остается заполненным водой. Открывается задвижка 8 на сбросе промывочной воды в дренажный коллектор. Открывается задвижка 5 на подводе сжатого воздуха от общестанционной разводки к подогревателю. После полного выноса воды из аппарата, что контролируется по сливу дренажа, подача воздуха прекращается. Трубная система аппарата вновь наполняется водой через задвижки 3 и 4, и процесс повторяется до тех пор, пока из подогревателя не будет выноситься чистая водовоздушная смесь. Затем производится очистка второй половины трубного пучка путем реверсирования подачи воздуха и слива дренажа. Последнее связано с тем, что при движении воздуха по трубкам аппарата очищается только их часть на восходящем ходе. При подаче воздуха в одну из водяных камер подогревателя происходит вытеснение воды из нисходящей части трубного пучка и барботирование пузырьков воздуха через столб воды в восходящей части.

Для проведения эффективной очистки давление воздуха поддерживается на 10—20 кПа больше, чем давление столба воды в трубной системе аппарата. При меньшем

давлении не происходит интенсивный барботаж воздуха, а при большом давлении вода быстро выносится из подогревателя, что в обоих случаях значительно снижает эффективность очистки.

Термическая сушка. Этот способ может быть применен для удаления отложений, обладающих способностью к растрескиванию и отслаиванию при высыхании. К открытому люку водяной камеры обезвоженной половины конденсатора (при примерно 50%-ной разгрузке турбины) подсоединяют легкий металлический короб или один конец гибкого рукава (например, изготовленного из брезента), другой конец рукава соединяют с напорным патрубком специально устанавливаемого вентилятора. Для ускорения и повышения эффективности сушки осуществляется подогрев трубной системы конденсатора или сушильного воздуха. Воздух до температуры 50—60 °С может быть подогрет в калорифере или путем подмешивания горячего воздуха, отобранного после воздухоподогревателя котла. Для подогрева трубок конденсатора при их очистке на работающей турбине должен быть ухудшен вакуум (повышена температура отработавшего пара). На остановленной турбине подогрев может быть осуществлен путем подачи в конденсатор пара от постороннего источника. Может быть также использована аккумулированная теплота котельного агрегата после останова блока. Нагрев трубок до 50—60 °С можно осуществить и горячей водой, поданной в паровое пространство конденсатора после остановки турбины.

После высыхания отложения растрескиваются и отслаиваются от стенок трубок, частично отпадают, частично уносятся с воздухом. Оставшиеся отложения после подключения конденсатора удаляются потоком воды. Продолжительность сушки при использовании различных способов подогрева составляет от 4 до 6 ч, а на холодном воздухе она может достигать 12—24 ч. Применение термической сушки позволяет обеспечить снижение недогрева воды до температуры насыщения в конденсаторе на величину от 2 до 4 °С. Наибольший выигрыш во времени получается в результате применения комбинированного способа, при котором одновременно осуществляются ухудшение вакуума в конденсаторе и подогрев воздуха.

Приведенные способы достаточно просты, удобны в эксплуатации, не требуют больших трудозатрат. Механический износ трубок отсутствует. Однако в ряде случаев эти способы не обеспечивают полного удаления отложений даже при сушке продолжительностью до 18 ч. Со временем при многократном применении эффект может уменьшаться, что потребует использования других способов очистки. Сушку невозможно выполнять при неисправности арматуры по охлаждающей воде.

Вакуумная термическая сушка позволяет произвести удаление отложений при работе турбины без вскрытия люков конденсатора и в короткий срок. В отключенной и осушенной водяной камере конденсатора специальным эжектором создается вакуум более глубокий, чем в паровом пространстве конденсатора работающей турбины, при этом происходят вскипание и выпаривание влаги, содержащейся в отложениях. Конденсация образующегося пара осуществляется в конденсаторе смешивающего типа (рис. 3.61), который состоит из системы тангенциальных сопел 5, расположенных на стенках сливной камеры конденсатора или вблизи отсоса к эжектору, и трубопровода технической воды 8, подаваемой на сопла. Образовавшийся конденсат удаляется в сливной водовод 3 водоструйным насосом 6. Удаление воздуха из смешивающего конденсатора осуществляется по трубопроводу 7 эжектором (используются резервный и основной эжекторы). Вакуум в системе первоначально создается при дренировании отключенной половины конденсатора с помощью насоса, а затем обеспечивается путем конденсации пара в смешивающем конденсаторе и отсоса неконденсирующихся газов эжектором. Для качественной вакуумной сушки необходимо обеспечивать высокую герметичность трубопроводов охлаждающей воды, что достигается установкой шиберных заглушек 4 на подводящем 2 и отводящем 3 водоводах. Такой способ позволяет выполнить сушку отключенной половины конденсатора всего за 1 ч. После подключения конденсатора к циркуляционной системе отложения смываются потоком воды.

При *скоростной промывке* в трубках конденсатора в течение 15—20 мин поддерживается скорость воды около 2,5 м/с вместо 1,85 м/с при номинальном режиме работы конденсатора. Увеличение скорости воды обеспечивается за счет снижения сопротивления тракта при сливе воды в нижнюю часть градирни (рис. 3.62). К преимуществам такого вида очистки трубной по-

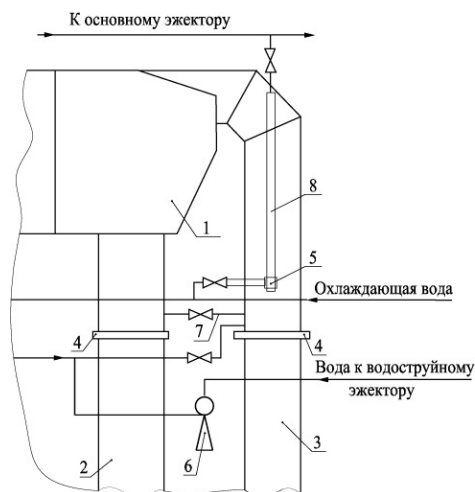


Рис. 3.61. Установка для вакуумной сушки:

1 — конденсатор, 2 — подводящий водовод, 3 — сливной водовод, 4 — шиберные заглушки, 5 — сопловая камера (смешивающий конденсатор), 6 — водоструйный насос, 7 — перемычка диаметром 100 мм

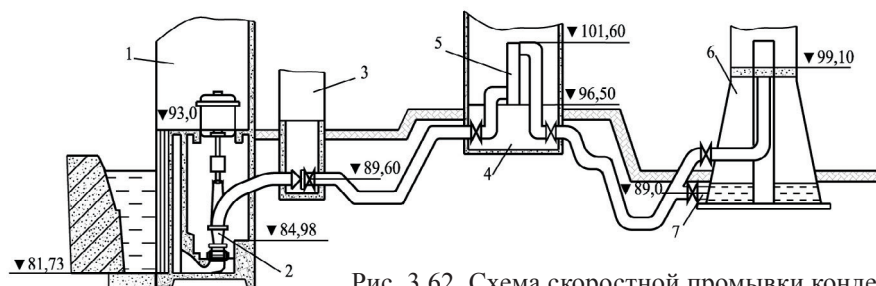


Рис. 3.62. Схема скоростной промывки конденсаторов турбин:

1 — центральная насосная станция, 2 — насос, 3 — камера переключений, 4 — машинный зал, 5 — два конденсатора К-12150, 6 — градирня, 7 — «теплый» водосбор

верхности конденсатора можно отнести отсутствие необходимости изменения режима работы турбоустановки и получение значительного эффекта при существенном загрязнении трубной системы конденсатора и водоводов. Недостатки метода заключаются в снижении нагрузки соседних турбин из-за увеличения температуры охлаждающей воды на входе в их конденсаторы и малом эффекте очистки при небольшом загрязнении конденсатора.

Принцип *электрогидроимпульсного метода очистки* трубок от накипи основан на действии ударных волн, разрушающих отложения при электрическом разряде в жидкости. Этот метод эффективен только для твердых накипных отложений.

3.4.4. Испытания теплообменных аппаратов до ремонта и после него

Целью испытаний является оценка технического состояния теплообменных аппаратов путем сравнения фактических показателей назначения, надежности и экономичности с данными нормативно-технической документации [13, 22, 156—159]. По результатам испытаний до ремонта и после него может быть проведена оценка качества ремонта. Правилами Ростехнадзора установлены следующие нормы испытательного давления для сосудов (кроме цельнолитых) [13]:

- Для сосудов на рабочее давление до 0,5 МПа — полуторное рабочее давление, но не менее 0,2 МПа.
- Для сосудов на рабочее давление более 0,5 МПа — 1,25 рабочего давления, но не менее рабочего давления плюс 0,3 МПа.
- Для сосудов, работающих под вакуумом, — 0,2 МПа.

При контроле технического состояния ТА ПТУ оцениваются следующие показатели [13].

Конденсаторы:

- давление пара (вакуум) при номинальном расходе циркуляционной воды;
- недогрев воды на выходе аппарата до температуры насыщения греющего пара;
- нагрев циркуляционной воды;
- переохлаждение конденсата;
- гидравлическое сопротивление;
- количество присасываемого воздуха;
- жесткость конденсата после конденсатора;
- содержание кислорода в конденсате после конденсатных насосов.

Подогреватели системы регенерации:

- температура питательной воды и основного конденсата за каждым подогревателем при номинальной нагрузке турбины;
- температура питательной воды перед котлом;
- недогрев воды до температуры насыщения пара в каждом подогревателе;
- гидравлическое сопротивление групп ПНД и ПВД;
- потеря давления в трубопроводах отбора пара на подогреватели.

Подогреватели сетевой воды:

- температура воды за подогревателем при номинальной (максимальной) тепловой нагрузке;
- недогрев воды до температуры насыщения пара (для ПСГ определяется относительный температурный напор);
- потеря давления в трубопроводах отбора пара на подогреватели.

При приемке из ремонта необходимо провести гидравлическое испытание на герметичность и прочность *отдельно трубной системы и корпуса* (после сборки фланца и затяжки шпилек) пробным давлением. Падение давления, признаки разрывов, течи, слезинки, потения,

остаточная деформация не допускаются. Гидравлическое испытание корпуса разрешается не проводить, если он выдержал гидравлическое испытание при сдаче в ремонт, а при ремонте не проводились сварочные и другие работы, связанные с нарушением герметичности и прочности корпуса. Для гидравлического испытания аппарата должен применяться конденсат пара или вода с температурой 5—40 °С. Измерение давления при гидравлических испытаниях должно производиться двумя поверенными манометрами, один из которых контрольный. Продолжительность выдержки под пробным давлением, если проводились сварочные работы на корпусе или на трубной системе, должна быть не менее 10 мин, в остальных случаях корпус и трубная система аппарата должны находиться под пробным давлением в течение 5 мин. Затем измеряются рабочие параметры теплообменного аппарата. Измерения необходимо проводить приборами контроля, установленными на аппарате. При отсутствии штатных приборов допускается применять переносные приборы с классом точности не ниже 1,5.

Аппарат считается годным к эксплуатации при выполнении следующих условий:

- если он выдержал гидравлическое испытание;
- если гидравлическое сопротивление при номинальном массовом расходе воды не превышает указанного в паспорте;
- если недогрев воды (разность между температурой насыщения пара при давлении его на входе в аппарат и температурой воды на выходе) при номинальных параметрах не более чем на 0,5 °С превышает указанные в паспорте значения.

Гидравлические испытания трубных систем. В процессе эксплуатации теплообменных аппаратов трубы могут терять свою герметичность, что влечет за собой нежелательное попадание одного теплоносителя в другой. В пароводяных теплообменных аппаратах вода поступает в паровое пространство, так как давление воды всегда больше, чем давление пара. В маслоохладителях, если давление масла выше давления воды, возможно попадание его в охлаждающую воду и далее в систему циркуляционного водоснабжения ТЭС.

Для контроля состояния трубных систем конденсаторов и подогревателей сетевой воды измеряется содержание конденсата греющего пара. В случае если содержание превышает установленные ПТЭ нормативные значения, необходимо выводить аппарат в ремонт. В целях контроля состояния маслоохладителей используются приборы, определяющие присутствие масла в воде.

Для ПНД и ПВД установить факт повреждения трубок можно только при наличии значительных повреждений, когда конденсатоотводчик не справляется с возросшим расходом конденсата. При гидравлических испытаниях отдельных ПНД без останова блока закрывают арматуру на линиях подвода греющего пара, отсоса неконденсирующихся газов, отвода конденсата греющего пара. Подача основного конденсата через трубную систему при этом продолжается. При наличии повреждений уровень конденсата в паровом пространстве подогревателя растет. При скорости подъема уровня больше 1 см/мин подогреватель не допускается к дальнейшей эксплуатации, должен быть отключен и выведен в ремонт. При испытаниях ПНД на остановленном блоке закрывают арматуру на линиях отвода конденсата греющего пара, а давление основного конденсата поднимают до 1,3—1,5 МПа (13—15 кгс/см²). По изменению уровня конденсата в ПНД судят о герметичности его трубной системы.

Существуют различные способы выявления конкретных мест повреждений трубной системы теплообменных аппаратов ПТУ. На работающей турбине отыскание мест протечек охлаждающей воды в *паровое пространство конденсатора* может производиться при отключении по охлаждающей воде одной из половин конденсатора; при этом к трубной доске прижимается тонкая пластиковая пленка или наносится слой пены, а в противоположной водяной камере соответствующий участок чем-либо закрывается. Крупные протечки обнаруживаются по вдавливанию пленки или засасыванию пены внутрь поврежденных трубок. Для поиска малых протечек на работающей турбине может быть использован старый метод по отклонению пламени свечи, перемещаемой вдоль поверхности трубной доски конденсатора. Этот метод можно при-

менять для любого выведенного в ремонт аппарата, если создать в его паровом пространстве разрежение, подключив к эжектору или вакуумной системе.

На неработающей турбине повреждения в теплообменных аппаратах определяются гидравлическими испытаниями. Паровое пространство конденсатора заливают конденсатом или химически очищенной водой на 0,5 м выше уровня соединения горловины конденсатора с выхлопным патрубком турбины. Для разгрузки опорных пружин перед заполнением конденсатора водой под его корпус устанавливают деревянные брусья. Из водяных камер спускают охлаждающую воду, трубки и трубные доски предварительно осушают сжатым воздухом. Появление капель или течи из вальцованного соединения конкретных трубок указывает на то, что через эти трубки происходят большие присосы охлаждающей воды. Для выявления меньших протечек над зеркалом воды создается избыточное давление 50—80 кПа с помощью сжатого воздуха, причем для поддержания этого давления закрываются торцы концевых лабиринтовых уплотнений турбины, задвижки на линиях отсоса паровоздушной смеси из конденсатора и дополнительно закрепляется атмосферный клапан. Может применяться пневматическое испытание конденсатора избыточным давлением без заполнения его водой. Места возможных повреждений обнаруживаются при этом, например, путем покрытия их мыльным раствором, в котором даже при небольших протечках в местах выхода воздуха образуются пузыри. Такая опрессовка требует значительных затрат времени и труда и может дать вполне удовлетворительные результаты при совмещении ее с описываемой ниже гидравлической опрессовкой горячей водой и осушением трубных досок. Для большей эффективности определения мест протечек гидравлическую опрессовку следует производить заливкой в паровое пространство горячего конденсата с температурой около 70 °С, что исключает «потение» и ускоряет осушку трубных досок; более горячая вода может привести к ослаблению вальцованных соединений трубок, а более холодная вода не позволит произвести осушку трубных досок.

После заполнения парового пространства горячей водой и открытия люков водяных камер конденсатора ускорение осушки трубных досок производится путем их обдувки сжатым воздухом из нескольких гибких шлангов. Обдувка осуществляется, начиная с верхних трубок одной трубной доски и до полного ее осушения, с расчетом, чтобы выдуваемая из трубок вода вытекала у другой трубной доски, а не смачивала уже осушенные места данной трубной доски. При сухой трубной доске легко обнаруживаемая протечка вальцованного соединения трубки устраняется подвальцовкой. Если обнаружена течь не из-под вальцованного соединения, а из самой трубки, то она отглушается с обеих сторон специальной конусной пробкой (рис. 3.63). При тщательном выполнении способ гидравлической опрессовки с помощью горячего конденсата, особенно при одновременном создании добавочного давления сжатым воздухом и осушении трубных досок, дает хорошие результаты по определению и устранению даже незначительных повреждений. Поэтому при наличии возможности остановки турбины на время, позволяющее полностью осушить трубные доски (6—8 ч), и особенно при достаточно длительных остановках турбины на ремонт, следует применять этот способ выявления дефектов трубок конденсаторов.

Современные двухпоточные конденсаторы при небольших протечках дают возможность производить опрессовку каждой половины конденсатора на ходу при сниженной нагрузке турбины; однако такая опрессовка требует длительных поисков повреждений по отклонению пламени свечи и не позволяет обнаружить небольшие, а тем более капиллярные дефекты, как это требуется на установках со сверхвысокими и сверхкритическими параметрами пара. Этим способом обнаруживаются обычно присосы порядка 80—100 л/ч,

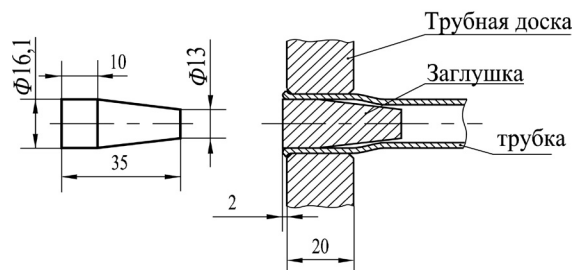


Рис. 3.63. Заглушка для трубок $\varnothing 16 \times 1$ и схема ее установки

и только при особо тщательном проведении могут быть обнаружены присосы не менее 40—50 л/ч. Кроме того, способ поиска мест присосов открытым пламенем на турбоустановках с генераторами, имеющими водородное охлаждение, пожароопасен, поэтому вообще должен быть исключен.

Для повышения чувствительности опрессовки и отыскания даже весьма малых присосов применяется так называемый люминесцентный способ контроля герметичности конденсаторов. Этот эффективный способ основан на добавлении к воде, заливаемой для опрессовки в паровое пространство конденсатора, водного раствора специального вещества — люминофора, обладающего свойством свечения под действием ультрафиолетовых лучей. В условиях электростанций в качестве источника ультрафиолетовых лучей применяется полевой люминесцентный светоскоп типа «Полус» (завод «Геологоразведка», г. Санкт-Петербург) или ультрафиолетовый излучатель конструкции Свердловэнерго, который может быть изготовлен силами электростанции. Медленное передвижение такого излучателя на расстоянии 150—200 мм вдоль поверхности трубной доски конденсатора, залитого водным раствором люминофора, позволяет при затемненной водяной камере отыскивать даже самые малые дефекты по их яркому желто-зеленому свечению.

В качестве люминофоров применяются флуоресцеин или уранин, которые представляют собой мелкий порошок темно-красного цвета. Для приготовления водного раствора необходимое количество люминофора определяется из расчета 7—12 г на 1 м³ воды, заливаемой в паровое пространство конденсатора. Водный раствор люминофора предварительно готовится в металлическом баке емкостью 100—150 л. Готовый уранин сначала растворяется в 15—20 л воды, а затем уже бак полностью доливается водой. При изготовлении водного раствора из флуоресцеина, обладающего плохой растворимостью в воде, сначала в 15—20 л воды растворяется концентрированный раствор едкого натра в количестве, равном подсчитанной массе флуоресцеина, а затем в этот раствор добавляется флуоресцеин, и после полного перемешивания бак заполняется водой. В целях обеспечения хорошего перемешивания приготовленный водный раствор люминофора должен заливаться из бака в паровое пространство конденсатора одновременно с подачей туда воды для опрессовки. Хорошего перемешивания можно достичь также после заполнения парового пространства конденсатора водой, заливания в нее всего приготовленного концентрированного раствора люминофора и включения на 15—20 мин конденсатного насоса по схеме циркуляции конденсата через охладители пароструйного эжектора. При наличии больших дефектов следует перед заливкой водного раствора люминофора в паровое пространство конденсатора произвести обычную, описанную выше гидравлическую опрессовку конденсатора путем заливки в него воды до горловины.

Водный раствор люминофора легко смывается с металлических поверхностей, не вызывает их коррозии и не ядовит. Однако производить после окончания опрессовки спуск водного раствора люминофора из конденсатора в замкнутую циркуляционную систему охлаждения (градирни, брызгальные бассейны) не следует, поскольку это может затруднить повторное использование люминесцентного способа опрессовки конденсатора, так как даже незначительные концентрации люминофора в воде будут давать свечение на трубных досках при облучении их ультрафиолетовыми лучами.

В подогревателях низкого давления с U-образными трубками применяется следующий метод поиска протечек. С аппарата снимается верхняя водяная камера, а трубный пучок заполняется водой. Дефектные трубки определяются по вытеканию из них воды. Этим способом выявляются только крупные повреждения в самих трубках. Герметичность вальцованных соединений таким способом определить нельзя. Преимущество этого способа заключается в его простоте, так как не нужно производить разборку фланцевого соединения трубной системы с корпусом подогревателя. Аналогичный метод может быть использован для вертикальных аппаратов с прямыми трубками. В этом случае вместо нижней водяной камеры устанавливается крышка с уплотнительной прокладкой, что позволяет изолировать трубки друг от друга.

Другой способ обнаружения протечек в ПНД заключается в заполнении парового пространства подогревателя водой с подъемом давления от постороннего источника. Заполнение про-

изводится от специально врезанной при ремонте линии. Для вытеснения воздуха из корпуса подогревателя в верхней части его врезают воздушник. Для этого можно использовать линию подвода отборного пара при условии открытия дренажного вентиля или штуцера манометра. В дефектной трубке или вальцованном соединении появится вода. Возможна также проверка герметичности парового пространства подогревателя сжатым воздухом (от ремонтной разводки) давлением 0,1—0,15 МПа (1,0—1,5 кгс/см²). В целях более быстрого выявления поврежденной трубки трубную доску сверху заливают водой с добавлением мыльного раствора. Места повреждений выявляют по появлению воздушных пузырей.

Обнаружить протечки в *маслоохладителях* можно, сняв крышку верхней водяной камеры, после чего залить трубный пучок водой (при этом задвижки по воде на входе и выходе из маслоохладителя должны быть закрыты) и подать в аппарат масло. Из дефектных трубок появятся капельки масла. Таким образом выявляется герметичность трубок и вальцованных соединений верхней трубной доски. Если протечки очень малы или нарушена герметичность вальцованных соединений нижней трубной доски, то точно определить место протечек не удастся. В этом случае проводят подвальцовку или отглушение ряда трубок, в зоне расположения которых обнаружена масляная пленка. Затем испытания повторяют. При наличии специального стенда гидравлические испытания трубных пучков можно проводить при большем давлении, чем рабочее давление в корпусе аппарата. Стенд должен быть оборудован линиями подвода и дренирования воды, а также площадками обслуживания.

Обнаруженные при испытании дефектные трубки заглушают конусными пробками, изготовленными из стали (см. рис. 3.61). Предварительно у дефектной трубки удаляют колокольчик, образующийся при ее вальцевании, а стальную пробку забивают и приваривают в трех точках по периметру к трубной доске аппарата с помощью электросварки.

3.5. Особенности ремонта различных теплообменных аппаратов

В процессе ремонта производится устранение неисправностей и восстановление соответствия аппарата техническим требованиям к нему. Для этого требуется выявить, заменить или исправить дефектные детали, устранить ошибки сборки и т. д. Дефекты выявляют перед выводом аппарата в ремонт (предварительная дефектация), а также в процессе разборки аппарата (поузловая и поддетальная дефектация). Значительное количество деталей и сборочных единиц проверяются визуальным осмотром, при котором фиксируется состояние рабочих поверхностей, наличие трещин, следов коррозии и т. д. Особая роль отводится контролю процесса сборки и герметичности аппаратов. Ответственной операцией является контроль качества сварных швов. Все ремонтные операции сопровождаются проверкой размеров деталей и отклонений их формы.

3.5.1. Конденсаторы

Особенность работы конденсационной установки заключается в том, что высокая герметичность (вакуумная плотность) конденсатора является одним из важнейших факторов обеспечения надежной и экономичной работы турбоустановки. Основные неисправности конденсаторов, требующие проведения ремонтных работ, следующие: снижение герметичности трубок с водяной стороны; уменьшение герметичности (вакуумной плотности) конденсатора с паровой стороны, т. е. повышение присосов воздуха; загрязнение трубок отложениями; неисправности сбросных устройств и арматуры.

Перед выводом конденсатора в ремонт должны быть выявлены по возможности все неисправности. С этой целью проводятся экспресс-испытания конденсатора для оценки отклонения величины фактического вакуума от нормативной, выявления мест повышенных присосов воздуха, причин переохлаждения конденсата, увеличения концентрации кислорода и солесодержания конденсата.

Необходимость замены трубок (капитального ремонта конденсатора) устанавливается путем анализа работы конденсатора, при этом учитывается количество случаев нарушения герметичности трубной системы, число отглушенных трубок, анализируются причины повреждений. Проводится исследование заранее вырезанных образцов трубок в целях определения их состояния и работоспособности. Должен быть принят во внимание срок службы трубок конденсатора (нормальный срок службы для пресных охлаждающих вод 20 лет, для сильноминерализованных прудовых и морских — 10 лет) [13].

Обеспечение герметичности водяной стороны конденсатора. Трубная система конденсатора работает в сложных условиях. В процессе эксплуатации на трубки действуют сжимающие усилия, возникающие за счет разности барометрического давления на корпус конденсатора и давления в паровом пространстве (3—7 кПа). Кроме того, в трубках возникают дополнительные термические напряжения под влиянием разности температур охлаждающей воды по ходам конденсатора. На герметичность конденсатора влияют и условия эксплуатации. Так, резкие изменения режима его работы (вакуума, расхода пара, расхода или температуры охлаждающей воды и т. д.) вызывают появление дополнительных динамических и термических напряжений в трубках. Снижают уровень термических напряжений линзовые компенсаторы корпуса конденсаторов КТЗ, что особенно важно при работе на воде с высокой агрессивностью, поскольку механические напряжения усиливают коррозию металла.

Повреждения трубок, вызывающие разгерметизацию конденсатора *с водяной стороны*, кроме неудовлетворительного качества вальцованных соединений, чаще всего обусловлены *язвенной коррозией* и *вибрацией* трубок. В условиях эксплуатации желательно, чтобы места обнаружения поврежденных трубок отмечались на чертеже в формуляре трубной доски конденсатора. По этим отметкам нетрудно определить, где повреждения трубок происходят наиболее часто, и такая фиксация мест повреждений помогает выяснить причины этого явления (коррозия, вибрация, влияние дренажей, дефекты в трубной доске и пр.).

Коррозия трубок, проявляющаяся в различных формах, в значительной степени обусловлена соответствием материала трубок условиям их работы. Наиболее часто встречающимися типами коррозии латунных трубок являются различные виды *обесцинкования* (сплошное, местное, пробковое, межкристаллитное), проявляющегося в том, что латунь теряет цинк с внутренней поверхности трубки. Это легко обнаруживается по характерному излому, имеющему вид пористого повреждения красно-бурого цвета, где металл трубки представляет собой уже не латунь, а губчатую красную медь. Коррозионные процессы в трубках могут протекать и под слоем отложений. При очистке трубок нельзя допускать повреждения оксидной пленки на внутренней поверхности трубок. Лучшим способом борьбы с обесцинкованием в условиях эксплуатации является поддержание трубок конденсатора в чистоте, а при замене поверхности теплообмена — использование новых трубок из латуни, легированной мышьяком или оловом. Для предохранения трубок конденсатора от коррозии в ряде случаев применяется установка в водяных камерах *протекторной защиты* в виде специальных цинковых пластин, имеющих хороший электрический контакт с трубными досками.

Эрозия металла приводит к разрушению входных участков трубок на длине 150 — 200 мм с образованием шероховатостей и сквозных язв, чему способствуют местные неравномерности скоростей охлаждающей воды и наличие в ней пузырьков воздуха. Наиболее часто эрозия возникает при использовании в качестве охлаждающей морской воды при скорости ее более 1,5 м/с. Для борьбы с эрозией необходимо снизить скорость охлаждающей воды в трубках, добиться уменьшения содержания взвешенных частиц путем очистки циркуляционной системы от отложений, а также снижения содержания воздуха в воде [13].

Коррозионные разрушения с паровой стороны вызываются присутствием в паре аммиака, кислорода, углекислого газа. Аммиачной коррозии подвержены трубки из латунных сплавов в основном в зоне воздухоохладителя. Коррозия активно протекает в среде влажного пара. При повышенных присосах воздуха в вакуумную систему коррозия усиливается. Для предотвра-

щения коррозионных разрушений этого вида трубки в зоне воздухоохладителя выполняют из мельхиора или нержавеющей стали. *Эрозионные повреждения* с паровой стороны наблюдаются на периферийных трубках пучка или в зоне ввода горячих дренажей в паровое пространство конденсатора. Эти места должны быть защищены щитками. Для предотвращения эрозионных разрушений в опасных местах применяют трубки с увеличенной толщиной стенки, прутки или трубки из нержавеющей стали.

Вибрационные повреждения трубок, как правило, проявляются в истирании трубок в местах прохода через промежуточные перегородки и в обрыве их вблизи вальцованных соединений. При обнаружении этих явлений необходимо принять срочные меры по снижению уровня вибрации, в противном случае по истечении некоторого времени обязательно обнаружатся дефекты в вальцованных соединениях, а также большое количество трубок со сквозными отверстиями, что существенно снизит надежность работы конденсатора.

На этапе проектирования конденсаторов основными средствами предупреждения вибрации и повреждений трубок от перетирания в промежуточных перегородках являются увеличение числа этих перегородок с уменьшением длины свободного пролета трубок до 35—40 диаметров, уменьшение зазоров между трубкой и стенкой отверстия в промежуточной перегородке до минимально возможной величины (0,2—0,3 мм на диаметр) и установка промежуточных трубных перегородок со смещением их отверстий на 3—6 мм вверх по отношению к отверстию в трубных досках [13, 15, 35].

В условиях эксплуатации причиной, возбуждающей вибрацию трубок конденсатора, кроме недостаточной отстройки частоты собственных колебаний трубок от частоты возмущающей силы, совпадающей с частотой вращения турбины, может быть воздействие парового потока. Под действием его вибрируют главным образом периферийные (верхние) трубки конденсатора. Вибрационные повреждения устраняются установкой деревянных (дубовых) распорок между рядами трубок; в некоторых случаях для этих же целей, а также для борьбы с эрозией устанавливаются периферийные трубки с толщиной стенок на 0,5—1,5 мм больше, чем у остальных.

Причиной выхода из строя трубок может быть также вибрация конденсатора при его неправильном креплении на пружинных опорах. Их натяжение должно быть отрегулировано так, чтобы вес пустого конденсатора (без воды) воспринимался не выхлопным патрубком, соединяющим ЦНД с конденсатором, а пружинами. Во время работы турбины пружины служат для компенсации тепловых расширений металла по высоте, а вес охлаждающей воды и конденсата, находящихся в конденсаторе, воспринимается через выхлопной патрубок ЦНД опорами турбины. Сжатие или ослабление пружин производится, в соответствии с требованиями завода-изготовителя, при монтаже отжимающими болтами, которые проходят сквозь плиту под нижние тарелки пружин. После произведенной *регуливки пружин* с расчетом их равномерной нагрузки и с натягом, равным весу пустого конденсатора, соответственно должны быть изменены толщины установочных шайб и затем ослаблены отжимающие болты, иначе вес конденсатора через пружины будет передаваться на фундаментные плиты не через установочные шайбы, а через отжимающие болты, что недопустимо.

Повреждения трубок конденсатора и ослабление вальцованных соединений ведут к проникновению сырой охлаждающей воды в паровое пространство конденсатора, где она, смешиваясь с конденсатом, идущим на питание котлов, вызывает недопустимое ухудшение его качества. ПТЭ [19] жестко регламентируют качество конденсата турбин. Качество питательной воды котлов с точки зрения величины присосов циркуляционной воды в паровое пространство конденсатора должно удовлетворять соответствующим нормам (табл. 3.27). Обеспечить хорошее качество конденсата можно только при условии сохранения в процессе длительной эксплуатации высокой герметичности конденсатора. Особенно большое значение герметичность конденсаторов имеет для котлов электростанций высоких и сверхвысоких параметров пара, где не допускаются присосы циркуляционной воды в конденсаторах, составляющие даже сотые доли процента по отношению к расходу конденсата; например, для турбин К-160-130 присос пресной воды не должен превышать 3—5 л/ч.

Таблица 3.27

Качество питательной воды

Показатель качества	Давление пара за котлом, МПа			
	3,9	9,8	13,8	13,5 и 23,5 (прямоточные котлы)
Жесткость, мкг-экв/л, не более:				
котлы на жидком топливе	5	1	1	0,2
котлы на других видах топлива	10	3	1	0,2
			15 — ГРЭС	
Кремниевая кислота, мкг-экв/л, не более	80	30	25 — ТЭЦ	15
Удельная электрическая проводимость, мкОм/см, не более:				
дегазированная проба		0,5	0,3	0,3
недегазированная проба		1,5	1	—

Надежная и высокая герметичность конденсаторов, достигаемая при монтаже и установке новых трубок, в процессе длительной эксплуатации нарушается по ряду причин. Фактические присосы охлаждающей воды в конденсаторах с двусторонне развальцованными трубками, несмотря на меры по их уплотнению, предпринимаемые в процессе эксплуатации, значительно превышают нормы; особенно это относится к конденсаторам паротурбинных установок со сверхвысокими и сверхкритическими параметрами пара.

Для достижения высокой и длительной герметичности конденсаторов широкое применение получил довольно простой и технологичный способ дополнительной герметизации вальцованных соединений трубок, предложенный ВТИ. Этот способ заключается в нанесении на трубные доски со стороны водяных камер *водостойких уплотняющих покрытий* (мастик) из материалов, хорошо сцепляющихся с трубной доской и выступающими концами трубок (рис. 3.64); кроме предотвращения протечек охлаждающей воды через дефекты в вальцованных соединениях трубок с трубными досками, эти же покрытия применяются и для герметизации соединений анкерных болтов с трубными досками, последних с корпусом конденсатора и др.

Уплотняющие покрытия образуют над всеми вальцованными соединениями хороший перекрывающий слой, обладающий долговечностью, эластичностью и стойкостью к воздействиям, которым он может подвергаться в водяных камерах конденсаторов (вибрации, износу от воздействия содержащихся в охлаждающей воде и движущихся с ней твердых примесей и др.); такой перекрывающий слой, благодаря своей водонепроницаемости, закрывает имеющиеся дефекты.

К числу рекомендуемых ВТИ герметизирующих покрытий относятся битумное покрытие по фенольно-формальдегидной грунтовке и цинково-битумное, наносимое на слой специальной краски и несколько слоев специальной мастики [15]. Эти покрытия могут выполняться не только при монтаже новых конденсаторов и замене трубок, но и при ремонте действующих конденсаторов с развальцованными трубками без их реконструкции, когда отсутствует возможность довести герметичность до требуемых норм другим путем. При нанесении покрытий в процессе монтажа новых конденсаторов или замены

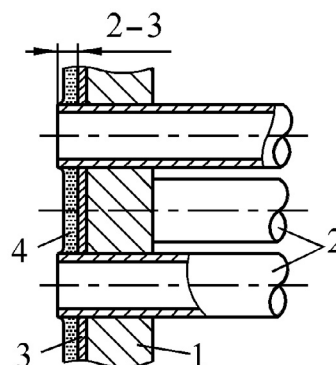


Рис. 3.64. Защитное покрытие трубных досок конденсаторов: 1 — трубная доска, 2 — охлаждающие трубки, 3 — грунтовка, 4 — уплотняющее покрытие

трубок на старом аппарате концы трубок должны выступать из трубной доски не более чем на 2—3 мм и не должны разбортовываться и разделяться под колокольчик. При нанесении покрытий трубки закрывать не следует.

Тщательные *подготовительные работы*, которые для всех указанных выше покрытий одинаковы, определяют качество и долговечность покрытий. К числу подготовительных работ относятся:

- снятие крышек водяных камер;
- подвод освещения с взрывобезопасной арматурой;
- устройство лесов, подмостей и вытяжной вентиляции;
- подвод сжатого воздуха для пескоструйной очистки, обдувки и осушки трубных досок;
- обеспечение пескоструйщиков брезентовыми костюмами, респираторами или противогазами и др.

Для устранения попадания на трубные доски влаги и масла подвод сжатого воздуха должен быть произведен через масловодоотделитель. Устройство вытяжной вентиляции должно обеспечивать необходимые условия работы людей в водяных камерах путем подвода свежего воздуха с удалением песка и пыли при пескоструйных работах и вредных выделений при нанесении покрытий. После пескоструйной очистки и обдувки сжатым воздухом для удаления пыли и песка очищенные поверхности трубных досок должны иметь ровный серый цвет без каких-либо следов коррозии, загрязнений и ржавчины.

Обезжиривание трубных досок и концов трубок осуществляется путем их промывки малярными кистями или чистыми тряпками, смоченными уайт-спиритом, бензином марки Б-70 или ацетоном, не содержащим растворенных жиров. Во избежание быстрого окисления очищенной поверхности металла необходимо производить пескоструйную очистку и обезжиривание трубных досок непосредственно перед нанесением первого слоя грунтовки и покрытия. Перед нанесением на трубные доски грунтового слоя в виде битумного покрытия применяется фенольно-формальдегидная грунтовка ФЛ-ОЗ-К или грунтовка В-329; расход грунтовки на один слой определяется из расчета 0,25 кг на 1 м² поверхности трубной доски. Грунтовка ФЛ-ОЗ-К обычно поставляется в готовом (разбавленном) виде, и лишь перед применением в нее добавляется сиккатив № 63 и 64 в количестве не более 5 % от массы грунтовки [13]. Нанесение грунтовки на всю поверхность трубной доски производится в два слоя малярными кистями путем окрашивания равномерным тонким слоем без пропусков и потеков, особенно в местах сопряжения трубок с трубными досками; каждый слой грунтовки до нанесения последующего должен сушиться в течение 18—24 ч при температуре 18—32 °С. Водостойкая битумная мастика № 580 (ВТУ КА-270-52) представляет собой смесь битума и асбестового волокна с добавлением растительных масел. Перед нанесением на трубную доску эта мастика должна иметь консистенцию жидкой сметаны, поэтому она разбавляется в металлической посуде небольшими порциями уайт-спирита и размешивается деревянной мешалкой. Расход битумной мастики на один слой покрытия определяется из расчета 0,5 кг на 1 м² поверхности трубной доски; равным этому количеству принимается и потребность в уайт-спирите для разбавления мастики. Битумная мастика в случае необходимости может использоваться длительное время с дополнительным введением в нее растворителя, состоящего из смеси ксилола и уайт-спирита в соотношении 1:1.

Битумное покрытие наносится обычными малярными кистями в четыре-пять слоев на грунтованные и высушенные указанным выше путем поверхности трубных досок и выступающих концов трубок, при этом не следует допускать образования воздушных пузырьков. Каждый последующий слой мастики должен наноситься только после сушки предыдущего слоя покрытия в течение 4—5 ч при комнатной температуре (18—32 °С); последний слой покрытия должен сушиться в течение 3 сут при закрытых водяных камерах. После окончания всех работ и соответствующей выдержки для высыхания битумного покрытия производится контрольное гидравлическое испытание конденсатора, желательно с применением повышенного давления воды в паровом пространстве конденсатора и люминесцентного способа контроля герметичности.

Описанное уплотнение вальцованных соединений, произведенное с помощью покрытий на битумной основе, надежно обеспечивает герметичность конденсаторов в течение многих лет. Практика эксплуатации показывает, что даже при нежелательных упрощениях в технологии нанесения битумных покрытий, которые были сделаны на некоторых турбоустановках, когда очистка трубных досок производилась не пескоструйными аппаратами, а щетками и вместо битумной мастики № 580 применен битум № 5, все же получены удовлетворительные результаты.

Для восстановления и защиты трубных досок, а также входных участков трубок можно использовать полимерные покрытия НПО «РОКОР». Основной композицией полимерного покрытия являются эпоксидные и другие смолы с добавками пластификаторов, наполнителей, пигментов и других компонентов. По консистенции они близки к лакокрасочным материалам и могут наноситься аппаратами безвоздушного распыления, кистью или валиком в несколько слоев до толщины в 1—2 мм. Покрытие имеет следующие характеристики:

- Максимальная температура рабочей среды 100 °С.
- Прочность при растяжении 200—220 кг/см².
- Относительное удлинение при разрыве 4—12 %.

Обеспечение герметичности конденсатора. Присосы воздуха, вызывающие повышение общего давления в конденсаторе и ухудшающие его работу, могут происходить через фланец горизонтального разъема ЦНД, фланцевые соединения воздушных линий, компенсатор сальникового типа между турбиной и конденсатором (телескопическое соединение), концевые лабиринты ЦНД, выхлопной атмосферный клапан, подогреватель низкого давления, а также через сальники клапанов, арматуры и других присоединений, работающих под вакуумом. Воздух попадает также с паром из турбины, хотя количество воздуха, проникающего таким образом, незначительно.

Во время ремонта необходимо разобрать, очистить и проверить качество закрытия выхлопного атмосферного клапана (рис. 3.65); этот клапан, установленный на атмосферной трубе, присоединяется к горловине конденсатора и предназначается для защиты конденсатора и выхлопного патрубка ЦНД от повышения давления выше барометрического, что может произойти при срыве вакуума по аварийным причинам (срыв работы циркуляционных насосов, резкое нарушение герметичности конденсатора и др.). В случае обнаружения негерметичности клапана, на что указывает большой расход уплотняющего конденсата, необходимо проверить состояние тарелки 1 и плотность прижатия к бронзовому седлу 2 укрепленного на тарелке баббитового кольца. Одновременно с проверкой чистоты напорного 7 и сливного 8 трубопроводов конденсата необходимо проверить состояние поршня 4 буферного устройства, закрепленного на штоке 3 и служащего для предотвращения ударов клапана о седло при посадке, а также исправность действия ручного привода на открытие клапана маховичком 11, который в аварийных случаях служит для срыва вакуума и удержания клапана в открытом состоянии.

Мощные современные турбины не рассчитаны на работу с выхлопом пара в атмосферу даже в течение короткого времени, так как это вызовет сильный нагрев ЦНД и конденсатора и нарушит герметичность вальцованных соединений трубок

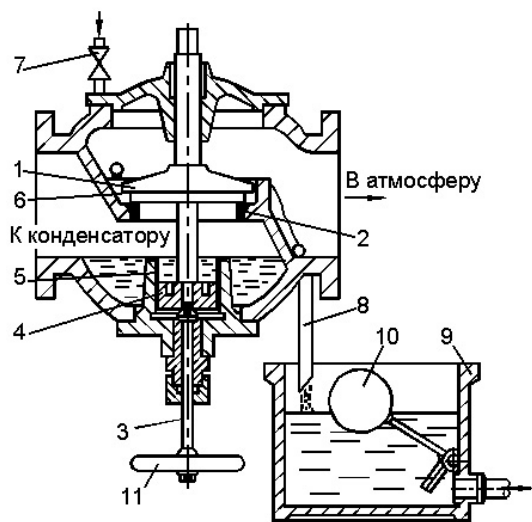


Рис. 3.65. Выхлопной атмосферный клапан: 1 — тарелка клапана, 2 — бронзовое седло, 3 — шток клапана, 4 — поршень буферного устройства, 5 — стакан, 6 — желобок для заливки конденсата, 7 — подвод конденсата, 8 — сливная трубка, 9 — бачок, 10 — поплавок, 11 — ручной привод клапана

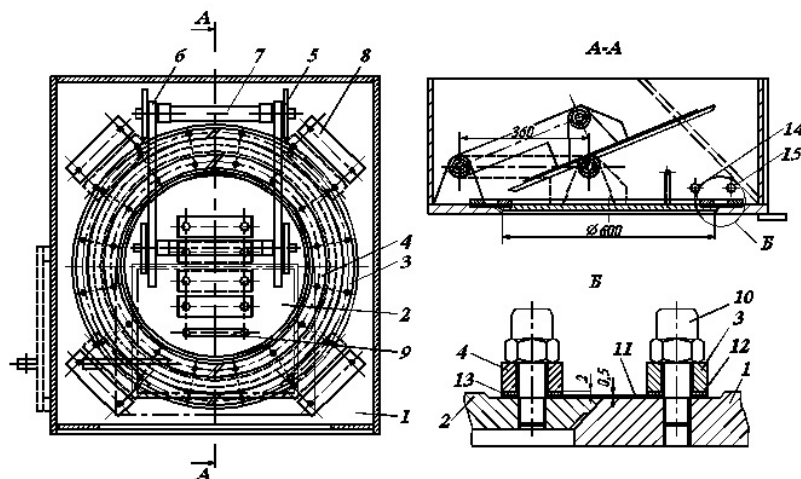


Рис. 3.66. Атмосферный клапан-диафрагма:

1 — седло клапана, 2 — тарелка клапана, 3, 4 — прижимные кольца, 5 — ушко (4 шт.), 6 — рычаги, 7 — валики, 8 — протекторные цинковые пластины, 9 — ручка, 10 — колпачковые гайки, 11 — кольцевая паронитовая прокладка, 12, 13 — картонные прокладки, 14, 15 — трубопроводы для заливки и дренажа корпуса, в котором размещен клапан

в виде «разрывной» заглушки. При возникновении незначительного повышения давления в конденсаторе над атмосферным паронитовая прокладка разрывается, тарелка отбрасывается в сторону, выхлопная часть ЦНД и конденсатор сообщаются с атмосферой и избыточный пар выпускается прямо в машинный зал.

Не исключена возможность присосов воздуха в конденсатор через паронитовую диафрагму, поэтому при ремонте необходимо проверять состояние паронитовых диафрагм, плотность прилегания тарелок, а в процессе эксплуатации регулярно смазывать солидолом шарнирные соединения в ушках 5 тарелок.

Эксплуатация предохранительных клапанов-диафрагм показала надежность их действия и высокую воздушную герметичность; на ряде электростанций в целях ликвидации излишних мест присоса воздуха через систему громоздких атмосферных труб и атмосферных клапанов на конденсационных турбинах среднего давления эта система заменена указанными предохранительными клапанами-диафрагмами.

При наличии эластичного соединения между турбиной и конденсатором в виде компенса-

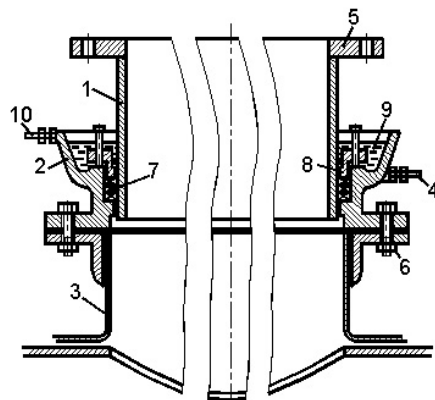


Рис. 3.67. Телескопический сальниковый компенсатор:

1 — подвижной патрубок, 2 — чаша гидравлического затвора, 3 — горловина конденсатора, 4 — трубка для слива конденсата из уплотнения, 5 — фланец жесткого соединения с турбиной, 6 — жесткое соединение с конденсатором, 7 — сальниковая набивка, 8 — нажимное кольцо уплотнения сальника, 9 — конденсат, 10 — подвод конденсата

конденсаторов. Взамен атмосферных клапанов у этих турбин предусмотрены предохранительные клапаны-диафрагмы, предназначенные для защиты выхлопных патрубков ЦНД и связанных с ними конденсаторов от повышения давления в них выше барометрического. Клапаны (рис. 3.66) устанавливаются на корпусе, приваренном к горловине цельносварного конденсатора, или встраиваются в выхлопные патрубки цилиндров низкого давления.

Предохранительный клапан представляет собой сочетание отбрасывающейся тарелки 2 и кольцевой паронитовой диафрагмы 11 толщиной 0,5 мм, выполненной

в виде «разрывной» заглушки. При возникновении незначительного повышения давления в конденсаторе над атмосферным паронитовая прокладка разрывается, тарелка отбрасывается в сторону, выхлопная часть ЦНД и конденсатор сообщаются с атмосферой и избыточный пар выпускается прямо в машинный зал. Не исключена возможность присосов воздуха в конденсатор через паронитовую диафрагму, поэтому при ремонте необходимо проверять состояние паронитовых диафрагм, плотность прилегания тарелок, а в процессе эксплуатации регулярно смазывать солидолом шарнирные соединения в ушках 5 тарелок. Эксплуатация предохранительных клапанов-диафрагм показала надежность их действия и высокую воздушную герметичность; на ряде электростанций в целях ликвидации излишних мест присоса воздуха через систему громоздких атмосферных труб и атмосферных клапанов на конденсационных турбинах среднего давления эта система заменена указанными предохранительными клапанами-диафрагмами. При наличии эластичного соединения между турбиной и конденсатором в виде компенса-

состояние набивки; если в качестве набивки применен шнур и он не пересох, его можно поднять, обмять, прографитить и вновь поставить на место; в противном случае набивка сальника должна быть заменена новой из прографиченного плетеного асбестового шнура. После перебивки сальника и проверки чистоты трубопроводов подвода и отвода конденсата на сальник необходимо проверить исправное действие сальника по сливу конденсата в открытую воронку.

В целях уменьшения количества мест возможных присосов воздуха при капитальных ремонтах все излишние фланцевые соединения трубопроводов, работающих под вакуумом, должны быть заменены на сварные соединения, а остающиеся — уплотнены резиновыми прокладками; также должны быть сняты все лишние задвижки, вентили и дренажи, а на остающейся арматуре по возможности сальниковые уплотнения заменены на гидравлические.

Учитывая большое влияние герметичности конденсатосборников и всасывающих линий до конденсатных насосов на содержание кислорода в конденсате, целесообразно отключить от конденсатосборников все дренажи и арматуру, сальники которой могут быть источником подсосов воздуха, и подключить их на корпус конденсатора.

В условиях эксплуатации на ТЭС воздушную герметичность, а, следовательно, и присосы воздуха через все указанные элементы установки следует периодически проверять непосредственно или путем снятия кривой падения вакуума на ходу турбины. На турбоустановках с водоструйными эжекторами эта проверка производится под нагрузкой путем кратковременного закрытия задвижки на воздушной линии от конденсатора к эжектору; при этом замеряется скорость падения вакуума (мм рт. ст.) за 1—2 мин. У герметичного конденсатора при нагрузке турбины около 75 % от номинальной падение вакуума не должно превышать 1—2 мм рт. ст./мин. При скорости падения вакуума выше этих норм необходимо отыскивать места воздушных присосов в вакуумную систему. Это связано с большими трудностями и со значительными затратами времени, особенно если отыскание производится несовершенными способами «на свечку» или «на слух (свист)», но пока место присоса не обнаружено, поиски его не должны прекращаться.

Значительно облегчить и ускорить отыскание мест присосов вакуумной системы при номинальном режиме работы турбоагрегата безопасным для водородных установок генераторов способом можно с помощью чувствительного переносного галоидного течеискателя типа ГТИ-3. Этот прибор, состоящий из выносного щупа и измерительного блока, которые соединены гибким кабелем необходимой длины, предназначен для обнаружения мест присосов в любых вакуумных системах путем их опрессовки галоидосодержащим газом (фреоном, четыреххлористым углеродом, хлороформом и др.).

В условиях электростанций возможные места присосов воздуха обводятся капиллярным наконечником, из которого вытекает газ (фреон, расход 60 г/ч); наконечник следует передвигать медленно (со скоростью 30—50 мм/с) в непосредственной близости к проверяемым на воздушную герметичность местам после включения течеискателя, подготовленного к работе согласно заводской инструкции. Через имеющиеся дефекты фреон поступает вместе с всасываемым воздухом в паровое пространство конденсатора, а оттуда удаляется эжектором в атмосферу; измерительный прибор улавливает появление в этом воздухе мельчайших следов фреона и сигнализирует показаниями стрелки и звуковыми сигналами о наличии присосов воздуха. После обдувки каждого участка и отсутствия показания на приборе подача фреона через наконечник закрывается и после выдержки в 1 мин делается переход к следующему участку; такие выдержки необходимы в связи с тем, что время от момента попадания фреона в вакуумную систему до получения сигнала на шкале измерительного блока может составлять от 10 до 30 с.

Участок, где обнаружен дефект, отмечается мелом, после чего проверяется следующий участок. Все обнаруженные дефекты фиксируются в специальном формуляре для их устранения при первой же остановке турбины.

Основные нормируемые операции, производимые при ремонте конденсаторов [160—162]:

1. *Снятие, ремонт, установка крышек водяных камер конденсаторов и лючков.* Открепить и снять крышки конденсатора, лючков, прокладки. Зачистить уплотнительную поверхность крышек и фланцев. Установить новые уплотняющие прокладки на фланец. Установить на место крышки конденсатора, лючков. Затянуть гайки с последующей подтяжкой после гидротестирования.
2. *Очистка водяного пространства.* Очистить трубные доски и водяные камеры от мусора и отложений. Провести очистку водяных камер и трубных досок. Промыть водой.
3. *Проверка герметичности конденсатора и вакуумной системы.* Установить жесткие опоры под конденсатор, открыть лючки, заполнить паровое пространство конденсатом до горизонтального разъема ЦНД. Осмотреть трубные доски, обнаруженные протечки устранить подвальцовкой или отглушением поврежденных трубок. Проверить герметичность прилегания фланца горизонтального разъема ЦНД, фланцевых соединений воздушных линий, компенсатора сальникового типа между турбиной и конденсатором, концевых лабиринтовых уплотнений ЦНД, выхлопного атмосферного клапана, а также других соединений, работающих под вакуумом.
Слить конденсат, закрыть лючки, заполнить водяное пространство конденсатора водой, проверить герметичность фланцевых разъемов крышек, устранить протечки и убрать жесткие опоры.
4. *Подготовка конденсатора к очистке внутренней поверхности трубок механическим способом.* Подготовить и настроить приспособление для очистки, при необходимости произвести монтаж дренажа для удаления грязи.
5. *Механическая очистка внутренней поверхности трубок конденсатора.* Очистить внутренние поверхности трубок. Промыть водяную камеру и трубные доски водой.
6. *Подготовка конденсатора к химической очистке внутренней поверхности трубок.* Снять крышку нижнего люка, просушить внутреннюю поверхность охлаждающих трубок, закрыть люк. Установить изолирующие заглушки на трубопроводах подвода и отвода воды, смонтировать схему для кислотной промывки, заполнить систему промывки технической водой.
7. *Химическая очистка внутренней поверхности охлаждающих трубок конденсатора.* Выполнить необходимые операции по запорной арматуре, ввести химические реагенты, произвести очистку конденсатора. Открыть лючки, очистить камеры, убрать установку для химической промывки конденсатора, снять заглушки с трубопровода.
8. *Замена трубок конденсатора.* Основные технологические операции по замене трубок конденсатора включают в себя:
 - подготовку трубок к установке в конденсатор;
 - подготовку конденсатора к выемке трубок;
 - монтаж установки для выемки трубок;
 - смятие концов в вальцованных соединениях, выталкивание и выемку трубок конденсатора;
 - подготовку конденсатора к установке трубок;
 - подготовку и настройку вальцовок;
 - зачистку отверстий в трубных досках, установку и вальцевание трубок;
 - проверку герметичности вальцованных соединений;
 - установку крышек водяных камер, проверку герметичности конденсатора с водяной стороны.

В табл. 3.28 и 3.29 приведены суммарные затраты времени в человеко-часах на выполнение основных ремонтных мероприятий для ряда конденсаторов ПТУ. В табл. 3.30 представлены нормы времени на дополнительные ремонтные работы конденсаторов.

Таблица 3.28

Суммарные затраты времени на выполнение основных ремонтных мероприятий ряда конденсаторов ПТУ

Ремонтное мероприятие	Единица измерения	Затраты времени на конденсатор, чел.-ч											
		K2-1750	25-КЦ	K2-2000	K2-3000	50-КЦ	100-КЦ-4	K12-6200-2	K-160-9115	200-КЦ-2	300-КЦ-1	K-15240	K-11520-2
Снятие, ремонт и установка: лючка крышки	1 лючок 1 крышка	0,8 20,5	0,8 20,4	0,8 20,5	1,4 26,5	0,8 29,2	0,8 31,3	1,0 25,0	1,3 21,5	1,3 32,5	2,0 35,0	2,0 35,0	— 3,0
Подготовка конденсатора к очистке внутренней поверхности механическим способом	1 конд-р	32,0	32,0	32,0	36,0	40,0	44,6	34,0	48,0	48,0	56,0	56,0	60,0
Механическая очистка внутренней поверхности трубок	То же	120,0	100,0	150,0	180,0	210,0	270,9	242,8	500,0	500,0	1000,0	1000,0	800,0
Подготовка конденсатора к химической очистке внутренней поверхности конденсаторных трубок	То же	24,0	20,0	24,0	24,0	32,0	30,8	31,7	60,0	60,0	62,0	62,0	320,0
Химическая очистка охлаждающих трубок	То же	12,0	12,0	14,0	14,0	14,0	16,3	15,1	40,0	40,0	46,0	46,0	176,0
Проверка герметичности конденсатора по водяной стороне	1 проверка	26,0	25,0	26,0	29,0	32,0	30,8	32,4	200,0	200,0	210,0	210,0	180,0
Проверка герметичности вакуумной системы	—	2560	2835	2835	3465	3780	7308*	6035*	22,0	22,0	22,0	22,0	39,0

* Затраты времени рассчитаны по общему количеству трубок в конденсаторе.

Таблица 3.29

Суммарные затраты времени на выполнение замены трубок ряда конденсаторов ПТУ

Ремонтные мероприятия	Затраты времени на конденсатор, чел.-ч			
	К-160-9115	200-КЦС-2	300-КЦС-1	К-15240
Подготовка трубок к установке	786,0	799,0	1702,0	1702,0
Подготовка конденсатора к выемке трубок	276,4	215,4	204,8	204,8
Монтаж установки для выемки трубок	620,0	620,0	620,0	620,0
Снятие концов в вальцованных соединениях, выталкивание и выемка трубок	4148,0	3534,0	5798,0	5798,0
Подготовка конденсатора к установке трубок (развертка 10 % трубок)	424,0	400,0	527,0	527,0
Настройка и проверка вальцовок на макете	87,0	87,0	87,0	87,0
Зачистка отверстий в трубных досках, установка и вальцевание трубок	4767,0	4661,4	7657,0	7657,0
Проверка герметичности вальцованных соединений	215,0	215,0	240,0	240,0
Установка крышек водяных камер, проверка герметичности конденсатора с водяной стороны	346,0	460,0	364,0	364,0
Итого по замене трубок	11669,4	10991,8	17199,8	17199,8

Таблица 3.30

Нормы времени на дополнительные ремонтные работы конденсаторов

Содержание работы	Единица измерения	Норма времени, чел.-ч
<i>Конденсаторы турбин мощностью от 150 до 500 МВт</i>		
Ремонт компенсатора	1 компенсатор	45
Замена компенсатора	То же	720
Изготовление компенсатора	То же	260
Ремонт пароприемного устройства	1 устройство	316
Замена анкерных связей конденсатора	1 продольная связь	0,5
Ремонт барботажного устройства	1 конденсатор	127
Развальцовка трубок	100 концов трубок	10
Заглушение трубок металлическими пробками	То же	4
Ремонт водоуказательных приборов конденсатора	1 конденсатор	16
<i>Конденсаторы турбин мощностью от 25 до 100 МВт</i>		
Частичная замена трубок. Подготовка новых трубок. Удаление старых и дефектных трубок с помощью специального приспособления, очистка отверстий в трубных досках. Установка и развальцовка новых трубок, шт.:		
до 10		8,6
от 11 до 25	1 комплект	7,0
Заглушение трубок металлическими пробками	10 трубок	0,4
Дополнительная развальцовка трубок	10 концов	1,0

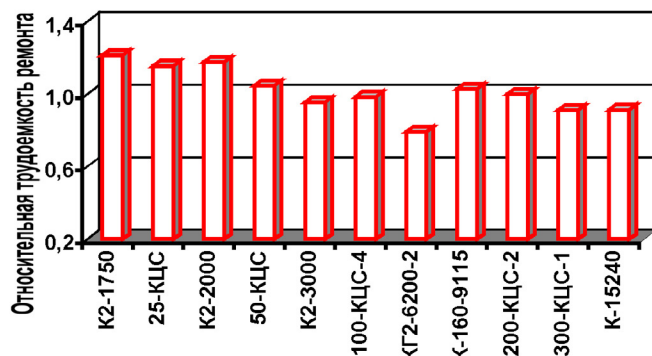


Рис. 3.68. Относительная трудоемкость ремонта конденсаторов

Трудоемкость ремонта различных конденсаторов сравнивается (нормируется) с трудоемкостью ремонтных операций для конденсатора 200-КЦС-2.

Как следует из рис. 3.68, удельная относительная трудоемкость ремонта для конденсаторов турбин мощностью до 25 МВт выше, чем у конденсаторов турбин мощностью 100 МВт и более. Лучшие показатели трудоемкости у конденсаторов КГ2-6200-2 (УТЗ), 300-КЦС-1 (ЛМЗ) и К-15240 (ХТЗ). Трудоемкость ремонта конденсаторов, включая работы по замене трубок, для энергоблоков мощностью 300 МВт в среднем на 11 % ниже, чем для энергоблоков мощностью 150—200 МВт.

3.5.2. Подогреватели системы регенеративного подогрева питательной воды ПТУ

При ремонте подогревателей системы регенерации турбин [13, 15, 35, 163, 164] необходимо использовать материалы в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» [165], при этом качество материалов не должно быть ниже, чем указано в паспортах подогревателей. Качество и характеристики материалов, применяемых при ремонте подогревателей, должны быть подтверждены сертификатами завода-поставщика. Кроме того, сварочные материалы независимо от наличия сертификатов должны быть проверены и подготовлены к применению.

Подкладные кольца должны изготавливаться из того же материала, что и свариваемые составные части, или из спокойной малоуглеродистой стали с содержанием углерода не более 0,25 %. Для ручной дуговой заварки трещин, наплавки мест разрушений на обечайке, днищах, а также на коллекторных и распределительных трубах ПВД должны применяться электроды типа Э50А ГОСТ 9467—75; для заварки (наплавки) на остальных составных частях ПВД, а также на всех элементах ПНД — электроды типа Э42А ГОСТ 9467—75. Для ручной аргонодуговой сварки неплавящимся электродом должны применяться следующие материалы:

- сварочная проволока Св-08ГС или Св-082С ГОСТ 2246—70;
- аргон высшего или первого сорта по ГОСТ 10157—79;
- неплавящийся электрод из иттрированного вольфрама марки СВИ-1 ТУ 48-19-221—76 или марок ЭВ4-6, ЭВЛ-10, ЭВЛ-20 по СТУ 45-ЦМ-1150—63.

Перед выводом в ремонт должен быть проведен внешний осмотр подогревателей в целях обнаружения протечек, парений и видимых остаточных деформаций.

Для ПНД вскрытие корпуса необходимо производить только в случае замены теплообменных трубок или реконструкции трубной системы, а также при необходимости ремонта обечайки корпуса при коррозионных разрушениях. Разрезать корпус допускается газопламенной резкой только по оси сварного шва № 4 (рис. 3.69 и 3.70). Остатки ранее наплавленного металла и разрезанного подкладного кольца должны быть полностью удалены механической обработкой.

На рис. 3.68 представлены данные по относительной удельной трудоемкости ремонта конденсаторов. Сравнение трудоемкости производится по удельным затратам времени на ремонтные операции

$$R = \tau/F.$$

Здесь τ — суммарные затраты времени на ремонт конденсаторов в соответствии с перечнем ремонтных мероприятий, чел.-ч (см. табл. 3.28); F — поверхность теплообмена конденсатора, m^2 .

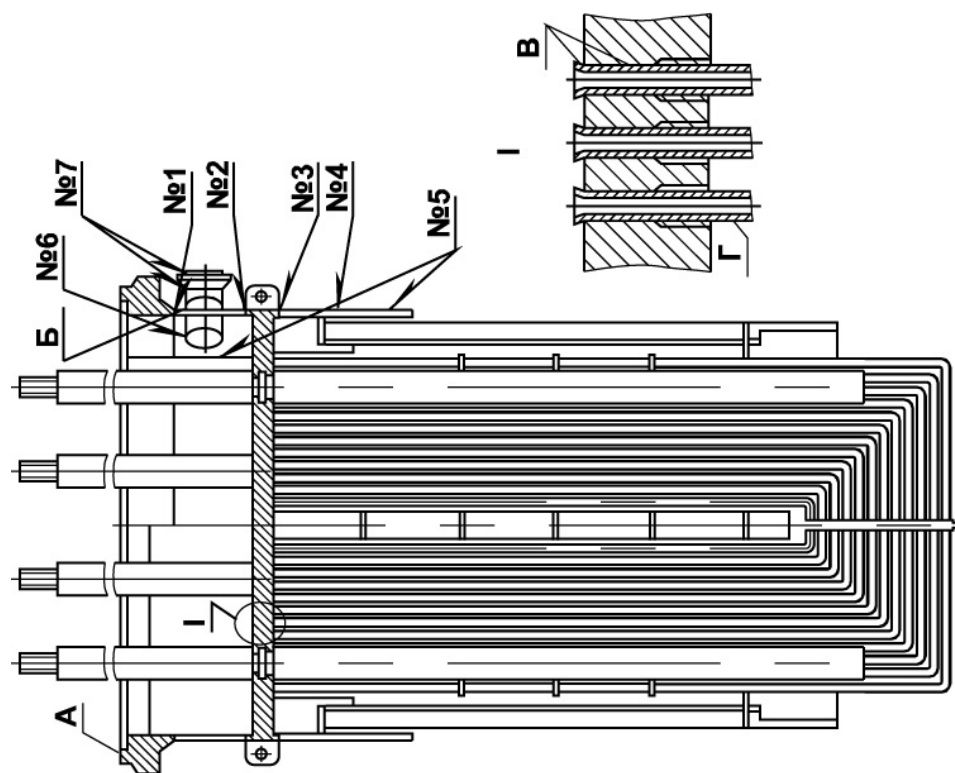


Рис. 3.70. Сварные швы трубного пучка ПНД:

1 — кольцевой шов сварки фланца с обечайкой, 2 — кольцевой шов сварки обечайки с трубной доской (со стороны водяной камеры), 3 — кольцевой шов сварки обечайки с трубной доской (со стороны корпуса), 4 — кольцевой шов сварки трубной системы с корпусом, 5 — продольный шов сварки обечайки, 6 — шов сварки патрубка ввода питательной воды с камерой, 7 — кольцевой шов сварки секторов патрубка и сварки патрубка с фланцем

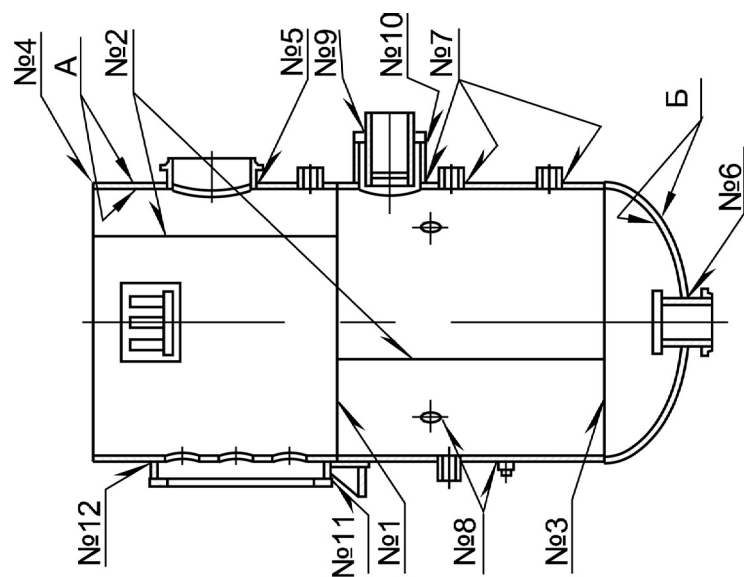


Рис. 3.69. Сварные швы корпуса ПНД:

1 — кольцевой шов обечайки, 2 — продольный шов обечайки, 3 — кольцевой шов сварки днища с обечайкой, 4 — кольцевой шов обечайки при снятии корпуса, 5 — угловой шов сварки патрубка ввода пара с корпусом (кожухом), 6 — угловой шов сварки патрубка с нижним днищем, 7 — угловой шов сварки штуцера ввода конденсата и штуцеров диаметром более 100 мм с корпусом, 8 — сварка штуцеров диаметром менее 100 мм с корпусом, 9 — угловой шов сварки патрубка ввода конденсата с донным защитной рубашки, 10 — стыковой шов сварки доннышка с защитной рубашкой, 11 — угловой шов сварки обечайки парового кожуха с кольцом, 12 — угловой шов сварки корпуса с кожухом

При разборке подогревателей необходима разметка взаимного положения составных частей. Уплотнительные поверхности должны быть предохранены от механических повреждений и коррозии, а открытые полости — от попадания посторонних предметов.

Визуальный контроль допускается проводить невооруженным глазом или с применением лупы 4—7-кратного увеличения по ГОСТ 25706—83. При дефектации мест пересечения сварных швов с помощью ультразвуковой дефектоскопии (УЗД по ГОСТ 14782—86, ГОСТ 12503—75, ГОСТ 22727—88) необходимо контролировать как сварные швы, так и прилегающий к ним основной металл шириной $(20 + 5)$ мм с двух сторон от границы шва на длине не менее 100 мм от точки пересечения швов. Указанные зоны следует контролировать с наружной и в доступных местах с внутренней стороны. При обнаружении дефектов в сварочном шве корпуса или крышки необходимо производить УЗД всего шва.

На поверхностях обечаек и днищ допускаются без зачистки отдельные местные вмятины и риски, если глубина их залегания не превышает 2,6 % толщины стенки. На поверхностях обечаек, днищ, коллекторных и распределительных труб, а также на поверхностях труб спиралей ПВД допускаются зачищенные коррозионные и эрозионные разрушения, если толщина стенки в местах разрушений после зачистки имеет величину не менее значений, указанных в табл. 3.31—3.32.

Места повреждений должны быть зачищены абразивным инструментом до «здорового» металла. Края повреждений должны иметь плавный переход на неповрежденную поверхность, радиус скругления кромок не должен быть менее 100—200 мм, параметр шероховатости — не более 12,5. Места повреждений и прилегающую к ним поверхность шириной не менее 20 мм после зачистки необходимо контролировать методами цветной дефектоскопии (ЦД) — путем контроля качества поверхности металла красками или люминофорами — или магнитопорошковой дефектоскопией (МПД). Трещины и поры в виде сплошной сетки не допускаются.

При устранении дефектов на обечайке и днищах наплавкой суммарная площадь завариваемых участков с учетом зачистки не должна превышать 400 см² на условном квадратном участке листа площадью 1 м². Сторона условного квадрата должна быть ориентирована параллельно оси обечайки или оси днища, а центр его должен находиться в центре наибольшего дефекта. При расстоянии между соседними дефектами не менее 20 см площадь отдельного дефекта

Таблица 3.31

Допустимая толщина стенок составных элементов ПНД при ремонте, мм

Типоразмер подогревателя	Элементы конструкции аппарата						Трубная доска
	Корпус		Крышка, водяная камера		Штуцер		
	Обечайка	Днище	Обечайка	Днище	Пар	Конденсат	
ПН-550-25-6-I	10,2	15,2	16,0	15,2	4,6	3,9	146,0
ПН-550-25-6-II	10,2	15,2	16,0	15,2	4,6	3,9	146,0
ПН-550-25-6-III	10,2	15,2	16,0	15,2	4,6	3,9	146,0
ПН-550-25-6-IV	10,2	15,2	16,0	15,2	4,6	3,9	146,0
ПН-850-25-6-I	12,2	15,2	16,5	16,6	5,2	4,8	162,0
ПН-1100-25-6-I	12,2	15,2	24,5	25,2	6,3	5,5	165,0
ПН-1900-32-6-I	12,2	15,2	24,5	25,5	6,3	5,5	147,0
ПН-1900-32-6-II	12,2	15,2	24,5	25,5	6,3	5,5	147,0
ПН-2300-25-7-II	20,0	21,2	24,5	25,5	6,3	5,5	120,0
ПН-2300-25-7-III	20,0	21,2	24,5	25,6	6,3	5,5	120,0
ПН-2300-25-7-IV	20,0	21,2	24,5	25,6	6,3	5,5	120,0
ПН-2300-25-7-V	20,0	21,2	24,5	25,6	6,3	5,5	120,0

Таблица 3.32

Допустимая толщина стенок составных элементов ПВД при ремонте, мм

Типоразмер подогревателя	Элементы конструкции аппарата						
	Обечайка	Днище	Коллекторная труба	Стакан коллектора	Донышко стакана	Гнутое колесо	Труба спирали
ПВ-180-180-20-I	11,20	12,40	16,20	17,9	10,0	11,0	2,5
ПВ-160-180-33-I	19,20	21,20	16,9	18,1	13,0	12,4	2,6
ПВ-250-180-21-I	12,3	11,7	16,5	18,0	15,0	12,5	2,6
ПВ-250-180-33-I	19,2	16,2	17,0	18,3	17,0	13,0	2,6
ПВ-350-230-21-I	13,4	12,2	—	19,3	—	—	3,3
ПВ-350-230-36-I	22,7	22,4	—	20,0	—	—	3,4
ПВ-350-230-50-I	31,0	31,2	—	20,2	—	—	3,6
ПВ-425-230-13-I	8,8	8,2	25,8	26,7	34,0	17,9	3,3
ПВ-425-230-23-I	17,3	16,3	26,4	26,7	34,3	17,9	3,4
ПВ-425-230-35-I	22,2	22,0	26,4	29,5	34,3	17,9	3,6
ПВ-500-230-50-I	34,1	34,0	26,9	29,6	34,0	23,3	3,2
ПВ-700-265-13	12,1	11,6	34,0	30,6	37,6	28,8	3,4
ПВ-700-265-31	29,0	27,8	31,0	36,2	37,6	36,2	3,3
ПВ-700-265-45	42,5	41,0	31,0	40,0	37,6	24,6	3,4
ПВ-800-230-14	37,6	37,3	19,3	33,6	42,2	20,4	3,3
ПВ-800-230-21	37,6	37,3	19,3	38,6	42,2	20,4	3,3
ПВ-800-230-32	37,6	37,3	19,3	33,6	42,2	20,4	3,3
ПВ-900-380-18-I	17,0	19,4	—	—	—	—	3,8
ПВ-900-380-66-I	58,1	55,3	—	—	—	—	3,7
ПВ-1200-380-42-I	38,4	36,2	—	—	—	—	3,8
ПВ-1250-380-17	19,0	21,0	40,0	63,4	57,0	33,1	4,8
ПВ-1700-380-45	48,7	51,9	44,6	65,3	57,0	38,2	—
ПВ-1600-360-17	19,0	18,0	35,4	—	—	—	4,8
ПВ-1600-380-66	67,8	67,8	31,6	—	—	—	4,8
ПВ-2000-380-40	47,4	46,6	30,8	—	—	—	4,6
ПВ-2300-380-17	23,0	23,0	20,0	82,6	72,5	52,6	5,5
ПВ-2300-380-44	52,2	51,9	52,7	82,6	72,5	52,8	4,8
ПВ-2300-380-61	77,5	76,1	52,3	82,6	72,5	52,8	4,9

Таблица 3.33

Нормы на объемные включения, допускаемые в сварных соединениях при ультразвуковом контроле

Номинальная толщина или меньший катет в сварных соединениях, мм	Величина контрольной зарубки, мм×мм, или площадь эквивалентного контрольного образца, мм	Минимальная фиксируемая амплитуда сигнала от одиночного дефекта, дБ	Максимальная допустимая амплитуда сигнала от одиночного дефекта, дБ	Допустимая условная протяженность или условная высота дефекта, мм	Допустимое количество одиночного дефекта на 100 мм	
До 5,9	2,0×0,8				—	7
От 5,9 до 7,9	2,0×1,0				—	8
От 7,9 до 14,5	2,0×2,0			Не более условной протяженности или условной высоты, соответствующих контрольному образцу	—	8
От 14,5 до 39,5	В средней части шва 3,5×2,0	На 6 дБ ниже сигнала от контрольной зарубки	На уровне сигнала от контрольной зарубки		4	9
От 39,5 до 59,5	В поверхностных слоях 6,0×2,0				5	10
От 9,5 до 79,5	13				6	11
От 79,5 до 99,5	18				6	11
От 99,5 до 120	18				7	12

не должна превышать 100 см², глубина после выборки не должна быть менее 80 % номинальной толщины стенки для ПВД и 3 мм — для ПНД. Места заварки и наплавки необходимо зачистить заподлицо с основной поверхностью. Параметр шероховатости мест зачистки не более 12,5.

Отремонтированный участок необходимо контролировать УЗД линейным сканированием по линиям, параллельным оси аппарата или днища, с шагом 100 мм. Диаметры отражателей в контрольных образцах при контроле эхо-методом должны составлять 5 мм (при толщине стенки до 60 мм) и 8 мм (при толщине стенки более 60 мм). Контрольные образцы должны соответствовать ГОСТ 22727—88. Общая площадь всех учитываемых нарушений сплошности металла (от 20 до 100 см²) на участке с учетом имевших место нарушений сплошности при изготовлении аппарата не должна превышать 500 см².

Исправление дефектов в сварных швах и выборка металла в местах со сквозными трещинами с последующей заваркой производятся в соответствии с требованиями [163, 164]. После исправления дефектов сварные швы корпуса и днищ аппаратов при УЗД проверяются на объемные включения в соответствии с табл. 3.33. Нарушения сплошности металла обечайки и днищ, выходящие на кромку сварного шва, не должны учитываться, если протяженность дефекта составляет не более 4 см, количество их — не более 2 шт. на 1 м длины кромки, а качество сварного шва соответствует [163, 164].

Контроль отверстий в дроссельных шайбах ПВД, вваренных в коллекторные трубы, необходимо проводить при повышении температуры воды за аппаратом по сравнению с паспортными данными. Решение о целесообразности контроля принимается главным инженером электростанции. Контроль проводится в соответствии с инструкцией завода «Красный котельщик».

Дефектация сварных швов каркаса трубной системы должна проводиться путем внешнего осмотра и измерений. Трещины, непровары, наплывы, эрозионные и коррозионные разрушения не допускаются. Допускаются подрезы глубиной до 0,5 мм, причем катет швов не должен быть менее 4 мм. Дефекты в сварных швах устраняются подваркой. Участки поверхности с эрози-

онными и коррозионными повреждениями стенки более 50 % (для ПНД) и 25 % толщины (для ПВД) должны быть заменены.

Перед дефектацией контролируемые поверхности и сварные швы необходимо очистить от ржавчины, окалины и различных отложений. Параметр шероховатости от 25 и более допускается определять с помощью образцов согласно ГОСТ 9378—75. Независимо от технического состояния подлежат замене прокладки из паронита по ГОСТ 481—80 и сальниковая набивка марки АС-Д 4-10 (ГОСТ 5152—69).

При ремонте к крепежным деталям предъявляются следующие требования:

1. Дефектацию шпилек и болтов следует производить осмотром, проверкой калибрами, изготовленными по номинальному размеру резьбы, измерениями. Проверку на отсутствие трещин в шпильках дополнительно производить методом УЗД, или ЦД, или МПД.
2. Крепежные детали подлежат замене, если обнаружен один из следующих дефектов:
 - вытягивание резьбы;
 - трещины;
 - «рванины», выкрашивание ниток резьбы глубиной более половины высоты профиля резьбы или длиной, превышающей 5 % общей длины резьбы по винтовой линии, а в одном витке — $\frac{1}{4}$ его длины;
 - допуск прямолинейности более 0,2 мм на 100 мм длины;
 - повреждение граней и углов гаек, болтов, препятствующее затяжке крепежного изделия, или уменьшение номинального размера под ключ более чем на 3 %;
 - вмятины глубиной более половины высоты профиля резьбы.
3. Повреждения резьбы должны быть устранены прогонкой резьбонарезным инструментом, если обнаружены заусенцы, вмятины, «рванины» глубиной менее половины высоты профиля резьбы и длиной, не превышающей 5 % длины резьбы, а в одном витке — 25 % его длины. Допустимый параметр шероховатости поверхности резьбы — не более 6,3.
4. Повреждения гладкой части шпилек (болтов) должны быть устранены механической обработкой. Допустимое уменьшение диаметра не должно быть более 3 % от номинального. Параметр шероховатости поверхности — не более 12,5.

Разделка кромок под сварку, размеры катетов и усиление шва при заварке должны соответствовать конструктивным элементам сварных швов, условное обозначение которых указано в картах дефектации (рис. 3.69—3.73). Места наплавки должны быть зачищены заподлицо с основным металлом, величина параметра шероховатости — не более 12,5, толщина стенки после зачистки должна соответствовать номинальной толщине, указанной в паспорте аппарата.

При проверке состояния трубок и вальцованных соединений в трубной системе ПНД допускается проводить гидравлическое испытание только самой трубной системы. При этом, если в нижней точке корпуса не обнаружено появление воды, а при выводе в ремонт недогрев воды до температуры насыщения не превышал более чем на 0,5 °С величины, указанной в паспорте аппарата, и трубная система выдержала испытание в соответствии с правилами Ростехнадзора, допускается крышку ПНД не вскрывать, а гидравлическое испытание корпуса проводить давлением, равным 1,25 рабочего давления в корпусе.

Торцы перегородок ПНД, устанавливаемых в крышке (водяной камере) взамен изношенных, должны быть спланированы (обработаны в одной плоскости) по уплотнительной поверхности фланца с параметром шероховатости поверхности торцов не более 25. Вновь устанавливаемые прокладки должны изготавливаться из паронита марки ПОН (ГОСТ 481—80) толщиной 3—4 мм и быть ровными, чистыми, без трещин, складок, надломов, рыхлых расслоений. Допускается изготовление прокладок из частей, состыкованных соединением типа «ласточкин хвост» или по косым срезам торца прокладки на длине не менее 50 мм.

Толщина стенки спирали ПВД на входном участке от раздающего коллектора до начала прямой трубы (см. рис. 3.73) контролируется путем УЗД сканированием с шагом 10 мм по наружной поверхности вытянутой части гиба до оси трубы. Дефектацию коллекторных и пере-

Рис. 3.71. Сварные швы водяной камеры ПНД:

A — мембрана, поверхность фланца, *Б* — стенка крышки, *В* — перегородка водяной камеры и трубы анкерных связей

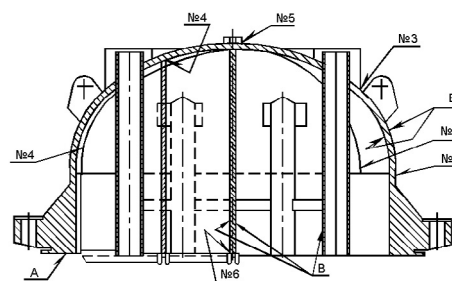


Рис. 3.72. Сварные швы корпуса ПВД:

A — мембрана, *Б* — корпус, *В* — эллиптическое днище, *Г* — уплотнительная поверхность под сальник, *Д* — поверхность фланца; 1 — кольцевой шов обечайки, приварки днища и фланца к обечайке, 2 — угловой шов приварки пробки, гильзы, заглушек к корпусу, 3 — угловой шов приварки укрепляющего кольца к корпусу, 4 — угловой шов приварки укрепляющего кольца к штуцеру, 5 — угловой шов приварки штуцера, 6 — стыковой шов приварки штуцера, 7 — продольный шов обечайки, 8 — угловой шов приварки монтажного штуцера, 9 — угловой шов приварки штуцера

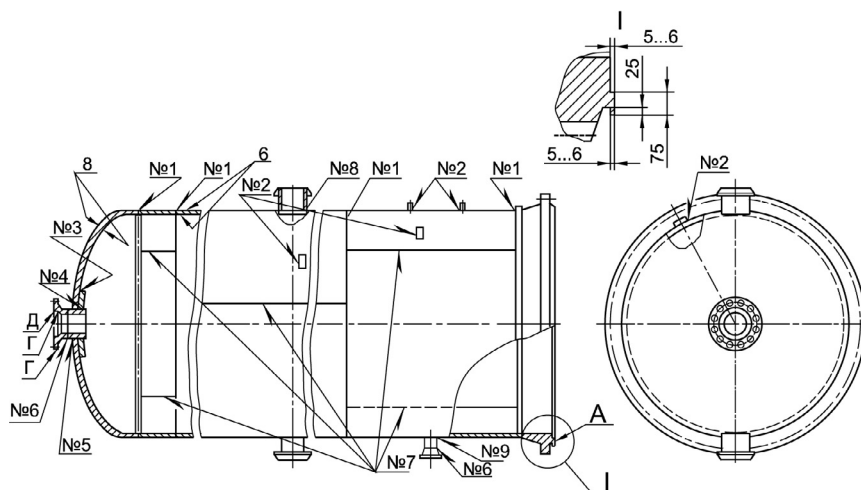
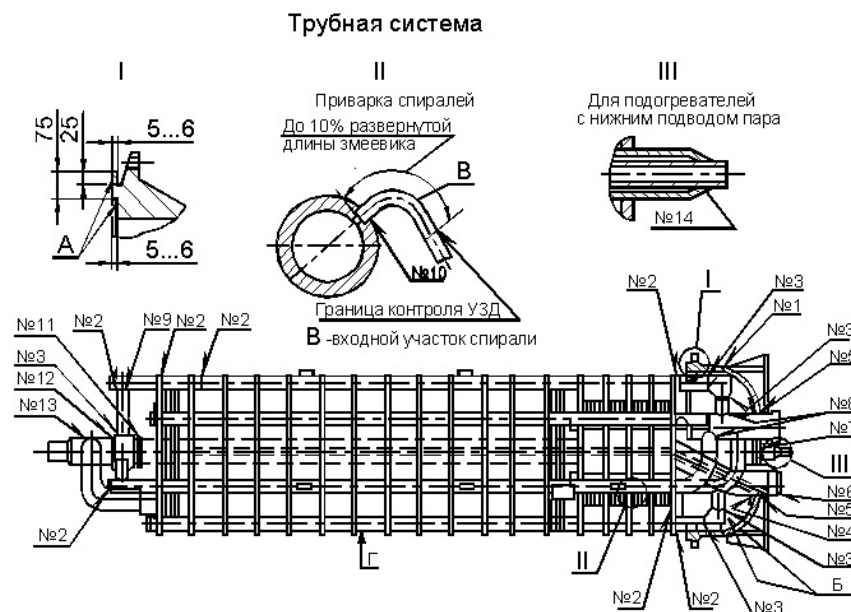


Рис. 3.73. Сварные швы трубной системы и ее элементов:

A — мембрана, *Б* — колпак (стенка), *В* — входной участок спирали, *Г* — коллектор; 1 — стыковой шов приварки фланца к днищу, 2 — стыковой шов труб, 3 — стыковой шов трубы с тройником (коленом), 4 — угловой шов приварки укрепляющего кольца к трубе, 5 — угловой шов приварки стакана и гнутой трубы к днищу, 6 — угловой шов приварки кольца к трубе, 7 — угловой шов приварки укрепляющего кольца к днищу, 8 — угловой шов приварки колена к стакану, 9 — угловой шов приварки трубы к трубе, 10 — угловой шов приварки спиралей, 11 — стыковой шов приварки трубы к тройнику, 12 — стыковой шов приварки трубы к тройнику, 13 — угловой шов приварки трубы к трубе, 14 — угловой шов приварки трубы к трубе



пускных труб, стаканов коллекторов, доньшек стаканов, гнутых колен необходимо проводить гидравлическим испытанием и внешним осмотром, а в сомнительных случаях — УЗД.

Требования к собранному аппарату. Трубная система ПНД перед транспортировкой должна быть раскреплена болтами, установленными на корпусе аппарата [163, 164]. После установки подогревателя на место эксплуатации раскрепляющие болты должны быть отпущены. Головки болтов крепления крышек люков в перегородках водяной камеры должны быть обварены швом с катетом не менее 5 мм. Допускается заварка крышек люков в перегородках водяной камеры (катет шва 5^{+1} мм). Гайки на анкерных связях следует равномерно затянуть усилием 600 Н·м (60 кг·м) и, если предусмотрено конструкцией ПНД, установить контргайки.

Для ПНД с трубками из нержавеющей стали допускается сварка трубок с трубной доской, если после двухразовой развальцовки не удалось устранить течь в вальцованном соединении. Сварка должна производиться после срезки венчика (выступающей над трубной доской части трубки) заподлицо с трубной доской. При сварке должны быть приняты меры, исключающие перегрев и нарушение герметичности вальцованного соединения соседних трубок.

Для ПВД при установке и приварке коллекторных и распределительных труб допуск на перпендикулярность их осей относительно плоскости фланцевого разъема корпуса и крышки не должен превышать 5 мм на полной длине. Спирали при приварке не должны выходить за контур перегородок. Допускается установка заглушек до следующего капитального ремонта в коллекторных и распределительных трубах взамен вышедших из строя спиралей, если замена связана с отсутствием последних или с большим объемом работ. Отключаемых спиралей не должно быть больше 5 % их общего количества в зоне нагрева. В зоне охладителя пара и охладителя конденсата в каждой колонне допускается удалять не более одной спирали, в зоне собственно подогревателя — не более трех. На место извлеченной спирали необходимо установить распорную планку.

Уплотнительные кольца сальниковой набивки элементов ПВД должны плотно входить в сальниковую коробку. Каждое кольцо должно быть предварительно уплотнено в коробке (или в специальном приспособлении) верхним нажимным кольцом. Перед сборкой наружные поверхности теплообменных труб ПВД и внутренние корпуса должны быть очищены от окалины и различных отложений. Очистка считается выполненной, если при осмотре невооруженным глазом обнаружены оставшиеся отдельные пятна плотно сцепленной окалины не более чем на 5 % поверхности (или в квадрате 25×25 мм — не более 10 %).

Перед сваркой смещение кромок мембран подогревателей высокого и низкого давления производства завода «Красный котельщик» не должно превышать 2 мм. Зазор между поверхностями фланцев по кромке мембран после обжатия четырех шпилек, равномерно распределенных

по окружности, не должен быть более 1 мм. Кромки мембраны должны быть заварены после затяжки четырех шпилек с усилением шва 4^{+2} мм. Контроль шва производится визуальным осмотром, измерением и гидравлическим испытанием. Трещины, раковины, непровары, течи, потение шва не допускаются.

Перед сборкой резьбы шпилек, болтов и опорные поверхности гаек должны быть покрыты тонким слоем смазки ВНИИ-НП232 (ГОСТ 14068—79) или графитовой смазкой с массовым составом: графит чешуйчатый по ГОСТ 8295—73 — 2 %, медный порошок по ГОСТ 4960—75 — 10%, глицерин по ГОСТ 6823—00 — остальное). После заварки мембраны все шпильки должны быть равномерно затянуты в соответствии с рис. 3.74 при помощи ключа с регулируемым крутящим моментом. Величина его при затяжке 600 ± 30 Н·м (60 ± 3 кг·м). Допускается контролировать затяжку шпилек по удлинению и напряжению затянутых шпилек, если такой контроль освоен ремонтным предприятием.

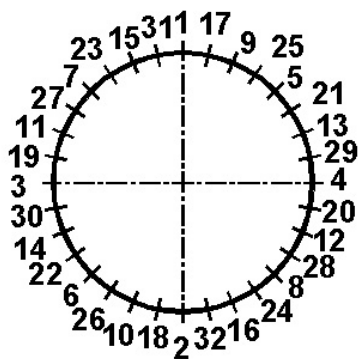


Рис. 3.74. Сборка фланцевого соединения подогревателя

Подогреватель считается годным к эксплуатации, если он:

- выдержал гидравлическое испытание в соответствии с [163, 164];
- гидравлическое сопротивление при номинальном массовом расходе питательной воды не превышает указанного в паспорте;
- недогрев воды (разность между температурой насыщения пара и температурой воды на выходе из подогревателя) при номинальных параметрах не более чем на 0,5 °С выше указанного в паспорте.

Испытания подогревателя. Перед выводом аппарата в ремонт необходимо измерить [163,164]:

- температуру и давление питательной воды на входе и на выходе из него;
- расход питательной воды через аппарат;
- давление и температуру греющего пара;
- температуру конденсата греющего пара на выходе из аппарата.

Следует провести гидравлические испытания отдельно корпуса и трубной системы аппарата на герметичность и прочность пробным давлением, соответствующим правилам Ростехнадзора или данным паспорта аппарата. Перед гидравлическим испытанием (рис. 3.75) аппарат должен быть отключен, а теплоизоляция демонтирована.

Для ПВД допускается испытание группы аппаратов, установленных в системе регенерации. При обнаружении неисправностей хотя бы у одного из них аппарат должен быть отключен от системы и в дальнейшем (в процессе ремонта) отдельно подвергнут гидроиспытаниям.

При приемке подогревателя из ремонта необходимо:

- Провести гидравлическое испытание отдельно трубной системы и корпуса на герметичность и прочность (после сборки фланца, затяжки и обварки мембран) давлением в соответствии с [163, 164]. Падение давления, признаки разрывов, течи, слезинки, потения, остаточная деформация не допускаются. Гидравлическое испытание корпуса можно не проводить, если он выдержал гидравлическое испытание при сдаче в ремонт, а при ремонте не проводились сварочные и другие работы, связанные с нарушением герметичности и прочности корпуса.
- Измерить параметры, определяемые перед выводом аппарата в ремонт.

Измерения при испытаниях необходимо проводить приборами контроля, установленными на подогревателе. При их отсутствии допускается применять переносные измерительные приборы с классом точности не ниже 1,5. Теплотехнические измерения до ремонта и после него должны проводиться при нормальном уровне конденсата в подогревателе и при номинальной нагрузке турбины. При отклонении указанных параметров от номи-

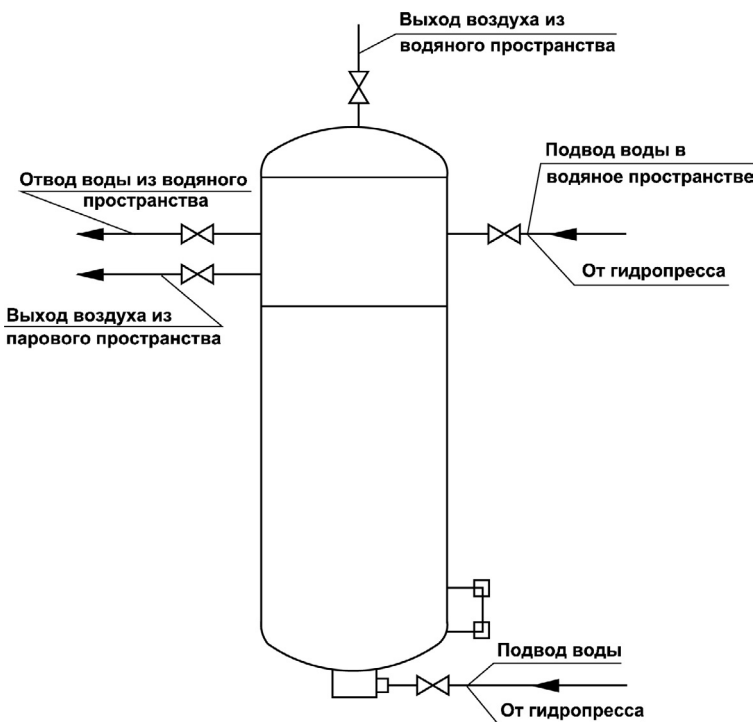


Рис. 3.75. Схема гидравлических испытаний аппарата

Таблица 3.34

Показатели надежности отремонтированных аппаратов

Показатель	Тип аппарата	
	ПНД	ПВД
Наработка на отказ, ч, не менее	8000	6000
Ресурс до технического обслуживания, ч	2000	2000
Ресурс до текущего ремонта, ч, не менее	8000	6000
Ресурс до капитального ремонта, ч, не более	40000	40000
Полный срок службы, год	30	30
Удельная суммарная трудоемкость ремонтов на один год ремонтного цикла, чел.-ч/тыс.ч	0,005	0,006—0,08

нальных должны быть обеспечены одинаковые установившиеся условия проведения испытаний до ремонта и после него.

Для гидравлического испытания должен применяться конденсат пара или вода с температурой 5—40 °С для ПНД и 20—40 °С для ПВД [163, 164].

Измерение давления следует производить двумя поверенными манометрами, один из которых выполняет функцию контрольного. Если при ремонте проводились сварочные работы на корпусе или трубной системе, время выдержки под давлением должно быть следующим: корпуса с толщиной стенки до 50 мм — не менее 10 мин, до 100 мм — не менее 20 мин; трубной системы — не менее 10 мин.

В остальных случаях аппарат (корпус и трубная система) должен находиться под пробным давлением в течение 5 мин.

Требования к надежности отремонтированных аппаратов. После ремонта подогреватели низкого и высокого давления должны иметь показатели надежности, соответствующие приведенным в табл. 3.34 [163, 164].

Основные ремонтные операции. Текущий ремонт подогревателей низкого давления сводится в основном к их осмотру, очистке (в случае необходимости) поверхностей нагрева от отложений и к гидравлической опрессовке трубной системы для выявления и устранения течи трубок. Во избежание попадания пара и горячей воды в подогреватели во время их капитального ремонта арматура и соответствующие трубопроводы должны быть надежно перекрыты отключающей арматурой; при протечках в арматуре должны устанавливаться заглушки с хвостовиками со стороны как смежных трубопроводов и оборудования, так и дренажных и обводных линий; толщина устанавливаемых заглушек должна соответствовать параметрам рабочей среды [13, 15]. После отсоединения от действующего оборудования необходимо открытием дренажных линий спустить пар и воду из ремонтируемого подогревателя и трубопроводов; во все время ремонта дренажные линии следует держать открытыми для предотвращения накопления пара и горячей воды в случае протечек в отключающей арматуре. При ремонте после вскрытия подогревателей и относящейся к ним арматуры производится тщательный осмотр и проверка состояния внутренних поверхностей корпусов, фланцевых соединений корпусов и крышек подогревателей, наружных и внутренних поверхностей трубок, а также ремонт и проверка действия запорной, регулирующей и защитной арматуры подогревателей.

Обследование состояния наружных и внутренних поверхностей трубок подогревателей производится для установления степени эрозии, коррозии и загрязнения трубок, наличия на них рисок, продольных канавок и шероховатостей; при обнаружении вмятин, забоин и трещин, особенно в местах вальцованных соединений трубок с трубными досками, необходимо до их устранения выяснить причины, вызвавшие эти дефекты. При выемке трубной системы

или снятии корпуса с трубной системы следует проверить отсутствие перекоса трубного пучка по отношению к корпусу и состояние внутренних перегородок и пароотбойных щитов.

Очистка трубок подогревателей от накипи и отложений с водяной стороны производится, как правило, химическим способом. Для проведения химической очистки необходимо по анализу накипи подобрать соответствующие реагенты и их концентрации, а также разработать режим химической очистки, соблюдение которого может обеспечить защиту от преждевременного износа и сокращения срока службы трубок. После очистки трубок с применением химических растворителей подогреватели с водяной стороны должны быть тщательно промыты горячей водой до получения нейтральной реакции и полного удаления из трубок остатков взвешенных частиц. Отложения на наружной поверхности трубок, обычно легко растворяющиеся в воде, удаляются путем промывки поверхности трубок струей горячей воды или насыщенным паром при установке трубной системы в горизонтальное положение.

Проверка герметичности подогревателей с U- и П-образными трубками, завальцованными в трубных досках, производится на установленной в корпус (или в ячейку гидропрессовки) трубной системе при снятой крышке водяной камеры. Дефекты теплообменных трубок выявляются путем заливки трубной системы водой. При этом из дефектной трубки вода уходит. В целях проверки вальцованных соединений в паровом пространстве подогревателя ручным гидравлическим прессом создается давление, предусмотренное паспортом подогревателя, оно поддерживается в подогревателе не более 5 мин. В течение этого периода тщательным осмотром проверяется герметичность подогревателя. Дефекты обнаруживаются в стыках трубок с трубными досками по струйкам или каплям воды и по появлению слезок в виде потения. Обнаруженная течь в месте вальцевания трубки, если трубная доска не повреждена, устраняется соответствующей дополнительной подвальцовкой трубки, при этом не следует допускать перевальцевания трубок.

Причинами, вызывающими разрушения самих трубок, могут быть эрозия и коррозия трубок вследствие плохого удаления воздуха; внутренние напряжения в материале трубок; гидравлические удары и вибрация трубок, связанные с неправильным расположением промежуточных паронаправляющих перегородок или с неправильным расположением пароотбойных щитков. Вибрация обычно вызывает сильный износ трубок в зоне промежуточных перегородок даже при малых зазорах в отверстиях. При выяснении причин вибрации следует также проверять жесткость крепления подогревателей на фундаментах. Места повреждений в подогревателе и встроенном в нем охладителе дренажа (при его наличии) определяются путем предварительной проверки герметичности трубной системы, для чего последняя ставится под давление. В случае обнаружения течи трубная система демонтируется из корпуса и укладывается на деревянные подкладки; для доступа к дефектным местам и осмотра характера повреждений (разрывов, свищей, эрозионных разрушений и др.) при необходимости производится соответствующая разборка каркаса трубной системы. Дефектные трубки подвальцовываются или отглушаются с обоих концов медными или железными пробками с небольшим конусом.

Не следует допускать значительного сокращения поверхности теплообмена подогревателей вследствие отглушения трубок, так как это вызовет повышение гидравлического сопротивления подогревателей и недогрева конденсата до температуры насыщения. Как указывалось ранее, если поверхность нагрева подогревателя уменьшится больше чем на 10 %, производится капитальный ремонт подогревателя с полной заменой всех трубок новыми [13, 15, 35]. Трубки подлежат полной замене при значительном общем эрозионном и коррозионном износе, а также при других дефектах трубок, вызывающих частые выходы подогревателей из строя. Для этой цели после выемки трубной системы из корпуса производятся подготовительные работы в соответствии с конструктивными особенностями трубных систем. Удаление дефектных трубок из трубной доски производится путем их вырезки и последующего выбивания выколоткой.

После зачистки отверстий трубной доски в них вставляются новые трубки, при этом концы трубок должны выступать из нее на 3—5 мм в сторону водяной камеры. При вальцевании концов трубок перевальцовка или подрезка трубок недопустимы. После смены трубок обязательно

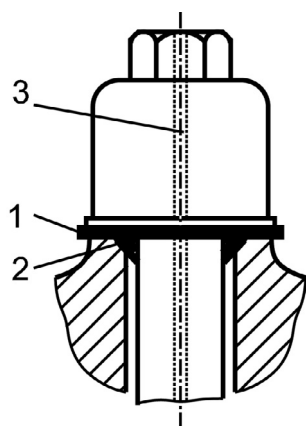


Рис. 3.76. Уплотнение анкерной связи трубной системы подогревателя:
1 — медная прокладка, 2 — асбестовый шнур, 3 — отверстие для нагрева болта при затяжке

должна быть произведена гидравлическая опрессовка подогревателя с водяной стороны, для этого ручным прессом в водяном пространстве подогревателя создается давление, соответствующее рабочему давлению подогревателя, и состояние трубок контролируется по наружной их поверхности; особенно тщательный контроль за отсутствием протечек должен быть произведен у трубных досок со стороны парового пространства.

При наличии анкерных связей трубной системы под гайки стяжных шпилек для уплотнения прокладываются медные шайбы (рис. 3.76); они ставятся поверх подмотки из асбестового шнура 2, укладываемого в раззенковку отверстия трубной доски. Следует обратить внимание на правильную и полную затяжку гаек анкерных связей; при наличии специальных отверстий в болтах, как это показано на рис. 3.75, окончательная затяжка болтов производится после нагрева.

Перед сборкой для обеспечения герметичности фланцевого соединения корпуса и крышки подогревателя необходимо убедиться в отсутствии забоин и заусениц на уплотнительной поверхности фланцев, на резьбе шпилек и гаек. Основные прокладки между фланцами корпуса и водяными камерами, служащие в некоторых конструкциях

и для уплотнения перегородок, отделяющих один ход воды от другого, следует вырезать цельными из листового паронита. Прокладка, укладываемая внутри болтовой окружности фланца корпуса, не должна иметь трещин и других поверхностных дефектов.

Фланцевый разъем подогревателей низкого давления покрывается мастикой, состоящей из смеси свинцовых белил, сурика и вареного масла в пропорции 0,6—0,8 кг сурика на 1 кг свинцовых белил; мастику готовят путем смешивания свинцовых белил с маслом до состояния пасты, после чего добавляется сурик до тех пор, пока мастика перестанет прилипать к пальцам. Крышки подогревателей, работающих при температуре выше 95 °С, с паровой стороны, как и трубные доски конденсаторов, ставятся на мастике, состоящей из 75 % магнезита и 25 % графита, разведенных на вареном масле до консистенции густой сметаны.

Соединение фланцев болтами должно производиться таким образом, чтобы усилия на прокладку передавались по возможности равномерно, поэтому примерная последовательность затяжки болтов должна соответствовать схеме на рис. 3.75. Особое внимание следует уделять затяжке болтов с подогревом во избежание создания в них чрезмерно больших напряжений; затяжка болтов при рабочем давлении в подогревателе не допускается. Во избежание передачи излишних напряжений или воздействия дополнительного веса на патрубки корпуса и водяной камеры подогревателя необходимо, чтобы фланцы трубопроводов были хорошо отцентрированы с патрубками подогревателей; при этом должны быть учтены также термические расширения как всего подогревателя, так и трубопроводов.

Одновременно с ремонтом подогревателей подлежат ремонту все элементы их защитных устройств и арматуры, назначением которых является отключение подогревателя от общей системы подогрева воды при разрыве трубок и предохранение от попадания воды в турбину. Разборка, ремонт и сборка таких элементов защиты, как конденсатоотводчики, запорные, перепускные и обратные клапаны, автоматические клапаны импульсных устройств и др., должны гарантировать полную уверенность в их герметичности, безотказной работе и легкости хода штоков; также должна быть проверена вся арматура на дренажных линиях и линиях отсасывания воздуха из подогревателей, что очень важно для надежности работы аппаратов.

Изоляция корпусов и их покрытие кожухами из листового металла должны производиться после включения подогревателей и некоторого периода их эксплуатации, что дает возможность быстро обнаруживать течь и произвести подтяжку болтов без порчи изоляции.

Таблица 3.35

Нормы времени на ремонт поверхностных подогревателей низкого давления, чел.-ч

Тип подогревателя	Ремонтная операция		Тип подогревателя	Ремонтная операция	
	Разборка и ремонт	Сборка		Разборка и ремонт	Сборка
ПН-65	41	24	ПН-300	85	38
ПН-90	46	24	ПН-400	85	41
ПН-100	50	30	ПН-800	130	33
ПС-115	60	28	ПН-900	139	35
ПН-130	55	35	ПН-1000	145	35
ПН-200	70	45	ПН-2300	185	130
ПН-250	72	45	ПН-2400	185	130

Основные нормируемые операции при ремонте ПНД. Ремонт ПВД включает в себя следующие операции:

1. *Разборка.* Разболтнить фланцевые соединения трубопроводов конденсата и пара, водяной камеры и корпуса. Приподнять водяную камеру вместе с трубной системой. Очистить фланцы патрубков водяной камеры и установить заглушки на них. Установить заглушки на фланцы трубопроводов отвода и подвода основного конденсата. Соединить водяную камеру с трубной доской. Вывести из корпуса подогревателя трубную систему в сборе с водяной камерой и установить ее на стенд. При отсутствии стенда перевести трубную систему в горизонтальное положение и установить ее на ремонтной площадке.
2. *Ремонт.* Залить водяную камеру конденсатом и опрессовать трубную систему. Выявить дефектные места. Слить конденсат. Осмотреть трубную систему, внутреннюю поверхность корпуса на выявление дефектов сварных швов каркаса, перегородок, паротбойника и корпуса. Дефекты в сварных швах выбрать и заварить. Произвести гидравлическое испытание трубной системы.
3. *Сборка.* Снять заглушки, установить водяную камеру в сборе с трубной системой на фланец корпуса и затянуть крепеж разъема фланцевого соединения корпуса подогревателя. Заполнить подогреватель конденсатом, опрессовать и проверить его герметичность. Слить конденсат из подогревателя. Произвести сборку всех фланцевых соединений трубопроводов, примыкающих к корпусу подогревателя.

Нормы времени на ремонт ПНД приведены в табл. 3.35 [160—162].

Карты дефектов ПНД. В табл. 3.36 приведены основные дефекты элементов корпуса (см. рис. 3.69), трубного пучка (см. рис. 3.70) и водяной камеры ПНД (см. рис. 3.71), в том числе с мембранным уплотнением разъема, а также способы их обнаружения и устранения.

Основные ремонтные операции на ПВД. Перед выводом подогревателей в ремонт необходимо выявить протечки в арматуре и фланцевых соединениях, проверить соответствие температуры нагрева питательной воды нормативным значениям, величину давления греющего пара в ПВД (сопротивление паровых линий отборов), работу регуляторов уровня, быстрдействие защитных устройств. Причинами повышенного недогрева питательной воды до температуры насыщения могут быть повышенное гидравлическое сопротивление паропроводов отбора пара, загрязнение трубной системы, износ дроссельных шайб и диафрагм распределительных и коллекторных труб, пропуск питательной воды помимо ПВД через байпасы защитного устройства.

Ремонт ПВД производят без снятия трубной системы с опоры. При ремонте используется мостовой кран машинного зала. Подогреватели отключают по пару, воде, дренажам. Давление должно быть снято, аппараты дренированы. При ремонте отсоединяют и снимают трубопроводы подвода пара, конденсата греющего пара и другие трубопроводы, связанные со съемным

Таблица 3.36

Основные дефекты элементов ПНД

Обозначение (рис. 3.69— 3.71)	Возможный дефект	Способ установления дефекта	Заключение и рекоменду- емый способ ремонта	Технические требования после ремонта	Условное обозначение средств измерения
КОРПУС					
А	Коррозионные разруше- ния, трещины глубиной до величин, указанных в табл. 3.31	Визуальный кон- троль. Измерительный кон- троль. ЦД или МПД, УЗД То же	Зачистка	1. Параметр шероховатости не более 12,5 2. Трещины, поры, раковины не допускаются	Ультразвуковой толщиномер «Кварц-6» Штангенциркуль ШЦЦ-1-125-0,1-1
А Б	Коррозионные разруше- ния площадью отдельного участка и глубиной до величин, указанных в п. 2.18 [157, 158]	То же	1. Наплавка 2. Зачистка	1. Параметр шероховатости не более 12,5 2. Трещины, непровары, поры в виде сплошной сет- ки, выходящие на поверхность, не допускаются	Ультразвуковой толщиномер «Кварц-6» Штангенциркуль ШЦЦ-1-125-0,1-1
№1 №2 №3 №4	Трещины протяженно- стью и глубиной до раз- меров, указанных в п. 2.21 (РД 34-15.027—89)	Гидравлическое ис- пытание. Визуальный кон- троль. ЦД или МПД, УЗД	Заварка	1. С15 ГОСТ 5264—80. С24 (вскрытие корпуса или заварка всего стыка) 2. Трещина, подрезы не допускаются. При УЗД нор- мы включений в соответствии с табл. 3.33	Ультразвуковой толщиномер «Кварц-6» Штангенциркуль ШЦЦ-1-125-0,1-1 То же
№5	Трещины любой протя- женности	Гидравлическое ис- пытание. Визуальный кон- троль, УЗД	То же	1. У19 ГОСТ 16037—80. 2. Трещины, подрезы, поры не допускаются. При УЗД нормы включений в соответствии с табл. 3.33	— « —
№6	Трещины любой протя- женности	То же	— « —	1. ТЗ ГОСТ 11534—75 2. Трещины, подрезы, поры не допускаются. При УЗД нормы включений в соответствии с табл. 3.33	— « —
№7	Трещины любой протя- женности	— « —	— « —	1. У19 ГОСТ 16037—80. У21 (заварка всего стыка) 2. Трещины, подрезы, поры не допускаются. При УЗД нормы включений в соответствии с табл. 3.33	— « —
№8	Трещины любой протя- женности	— « —	— « —	1. Т1 ГОСТ 5264—80 2. Трещины, подрезы, непровары не допускаются	— « —
№9	Трещины любой протя- женности	— « —	— « —	1. Т6 ГОСТ 5264—80 2. Трещины, подрезы, непровары не допускаются	— « —
№10	Трещины любой протя- женности	— « —	— « —	1. С15 ГОСТ 5264—80. С17 (заварка всего стыка) 2. Трещины, подрезы, непровары, поры не допуска- ются. При УЗД нормы включений в соответствии с табл. 3.33	— « —
№11	Трещины любой протя- женности	— « —	— « —	1. У6 ГОСТ 5264—80 2. Трещины, подрезы, раковины не допускаются. Допускается непровар до 2 мм	— « —
№12	Трещины любой протя- женности	— « —	— « —	1. Т6 ГОСТ 5264—80 2. Трещины, подрезы, раковины не допускаются. Допускается непровар до 2 мм	— « —

Продолжение табл. 3.36

ТРУБНАЯ СИСТЕМА					
	Коробление, увеличение зазора между фланцами более 1 мм	Измерительный контроль	Механическая обработка	Параметр шероховатости не более 25	Набор шупов № 2, кл. 1 Набор образцов шероховатости 0,8-12,5ШП Штангенциркуль ШЦ-1-125-0,1-1 То же
А	Раковины, коррозионные разрушения глубиной до 50 % толщины, площадью не более 100 см ²	Визуальный контроль. Измерительный контроль. ЦД и МПД	Наплавка	1. Трещины, раковины, выходящие на поверхность, не допускаются 2. Параметр шероховатости не более 25 См. п. 2.21 (РД 34.15.027—89)	Штангенциркуль ШЦ-1-125-0,1-1 То же
А	То же глубиной более 50 %, площадью более 100 см ²	Визуальный контроль. Измерительный контроль. ЦД и МПД	Наплавка		
Б	Коррозионные разрушения, трещины глубиной до величин, указанных в табл. 3.31	Визуальный контроль. Измерительный контроль. ЦД или МПД, УЗД	Зачистка	1. Параметр шероховатости не более 12,5 2. Трещины, поры, раковины не допускаются	Ультразвуковой толщиномер «Кварц-6» Штангенциркуль ШЦ-1-125-0,1-1 Ультразвуковой толщиномер «Кварц-6»
Б	Коррозионные разрушения площадью отдельного участка и глубиной до величин, указанных в п. 2.18 [157, 158], трещины	То же	1. Наплавка 2. Зачистка	1. Параметр шероховатости не более 12,5 2. Трещины, непровары, поры в виде сплошной сетки, выходящие на поверхность, не допускаются	Ультразвуковой толщиномер «Кварц-6» Штангенциркуль ШЦ-1-125-0,1-1 Набор образцов шероховатости 0,8-12,5ШП То же
В	Нарушение плотности	Гидравлическое испытание. Визуальный контроль	1. Вальцевание 2. Заварка	1. При заварке шов У2 ГОСТ 5264—80, $\ell = (3+0,5)$ мм 2. Течь не допускается	
Г	Износ, повреждение стенки трубы	То же	1. Замена 2. Установка заглушек	1. Течь не допускается 2. Отглушать не более 10 % труб	— « —
Г	Загрязнение поверхности	Визуальный контроль. Тепловые испытания	1. Очистка 2. Замена	1. Степень шероховатости не ниже 25 2. Недогрев не должен превышать более чем 0,5 °С значений, указанных в паспорте	— « —
№ 1	Трещины глубиной и протяженностью до величин, указанных в п. 2.21 (РД 34.15.027—89)	Гидравлическое испытание. Визуальный контроль. ЦД или МПД, УЗД	Заварка	1. С19 ГОСТ 5264—60 2. Трещины, подрезы, непровары, поры не допускаются. При УЗД нормы включений в соответствии с табл. 3.33	— « —
№ 2	Трещины глубиной и протяженностью до величин, указанных в п. 2.21 (РД 34.15.027—89)	То же	То же	1. С15 ГОСТ 5264—60. С24 (вскрытие корпуса или заварка всего стыка) 2. Трещины, подрезы, непровары, поры не допускаются. При УЗД нормы включений в соответствии с табл. 3.33	— « —
№ 3					
№ 5					
№ 4	Трещины глубиной и протяженностью до величин, указанных в п. 2.21 (РД 34.15.027—89)	Визуальный контроль. ЦД или МПД, УЗД	— « —	1. С15 ГОСТ 5264—60. С18 (вскрытие корпуса или заварка всего стыка) 2. Трещины, подрезы, непровары, поры не допускаются. При УЗД нормы включений в соответствии с табл. 3.33	— « —

Окончание табл. 3.36

Обозначение (рис. 3.69—3.71)	Возможный дефект	Способ установления дефекта	Заключение и рекомендо- дующий спо- соб ремонта	Технические требования после ремонта	Условные обозначения средств измерения
№ 6	Трещины любой протяженности	Гидравлическое испытание. Визуальный контроль, ЦД или МПД, УЗД	— « —	1. Т4 ГОСТ 5264—80 2. Трещины, подрезы, непровары не допускаются. При УЗД нормы включений в соответствии с табл. 3.33	— « —
№ 7	То же	То же	— « —	1. С54 ГОСТ 16037—80 2. Трещины, подрезы, непровары не допускаются. При УЗД нормы включений в соответствии с табл. 3.33	— « —
КРЫШКА					
А	Коробление, увеличение зазора более 1 мм между фланцами	Измерительный контроль	Механическая обработка	1. Допустимая толщина мембраны 4,5 мм 2. Параметр шероховатости не более 12,5	Набор щупов № 4, кл. 1 Набор образцов шероховатости 0,8-12,5ШП
А	Раковины, коррозионные разрушения глубиной до 50 %, толщины, площадью не более 100 см ²	Визуальный контроль. Измерительный контроль	Наплавка	1. Трещины, раковины, выходящие на поверхность, не допускаются 2. Параметр шероховатости не более 12,5	Штангенциркуль ШПЦ-1-125-0, 1-1
А	Раковины, коррозионные разрушения глубиной более 50 %, площадью более 100 см ²	Визуальный контроль. Измерительный контроль	То же	См. п. 2.21 (РД 34.15.027—89)	То же
Б	Коррозионные разрушения, трещины глубиной до величин, указанных в табл. 3.31	Визуальный контроль. Измерительный контроль. ЦД или МПД, УЗД	Зачистка	1. Параметр шероховатости не более 12,5 2. Трещины, поры, раковины не допускаются	Ультразвуковой толщиномер «Кварц-6» Штангенциркуль ШПЦ-1-125-0, 1-1
Б	Коррозионные разрушения площадью отдельного участка и глубиной до величин, указанных в п. 2.18 [157, 158]	То же	1. Наплавка 2. Зачистка	1. Параметр шероховатости не более 12,5 2. Трещины, непровары, поры в виде сплошной сетки, выходящие на поверхность, не допускаются	То же
В	Коррозионные разрушения глубиной до 50 %, толщины стенки	Визуальный контроль. Измерительный контроль	Зачистка	Параметр шероховатости не более 25	Штангенциркуль ШПЦ-1-125-0, 1-1
В	Раковины, коррозионные разрушения глубиной более 50 %, площадью более 100 см ²	То же	Замена	Параметр шероховатости не более 25	То же
№ 1	Трещины глубиной и протяженностью до величин, указанных в п. 2.21 (РД 34.15.027—89)	Визуальный контроль. ЦД или МПД, УЗД	Заварка	1. С24 ГОСТ 5264—60 2. Трещины, подрезы, непровары, поры не допускаются. При УЗД нормы включений в соответствии с табл. 3.33	— « —
№ 2	Трещины глубиной и протяженностью до величин, указанных в п. 2.21 (РД 34.15.027—89)	То же	То же	1. Т1 ГОСТ 5264—60 2. Трещины, подрезы не допускаются	— « —
№ 4 № 6	Трещины глубиной и протяженностью до величин, указанных в п. 2.21 (РД 34.15.027—89)	Визуальный контроль	— « —	1. Т1 ГОСТ 5264—60 2. Трещины, подрезы не допускаются.	— « —

корпусом, разъединяют фланцевое соединение корпуса, срезают сварной шов уплотнительных мембран, разбирают сальниковое уплотнение штуцера подвода пара.

Для снятия верхней части корпуса применяется специальное приспособление — траверса. Траверсу скрепляют с подогревателем с помощью специальных болтов, вставленных в проушины, приваренные к верхнему днищу, или путем застроповки за специальные боковые приливы верхней части корпуса. Для возможности осмотра и ремонта съемной части корпуса производят перекантовку ее с укладкой «на бок».

Ремонт спиралей трубной системы ПВД. Эрозионные разрушения труб спиралей являются следствием воздействия струй пара повышенной скорости, а также пароводяной смеси [13, 15, 35]. Особое внимание необходимо обращать на место сброса конденсата греющего пара из других подогревателей. При ревизии необходимо проверить исправность предохранительного дефлектора (рис. 3.77), расположенного против штуцера ввода конденсата греющего пара, и при выявлении дефектов (отрыв листа, трещины и пр.) — устранить их. Следует выявить трубы, имеющие металлургические или технологические дефекты, и заменить их. Должны быть устранены свищи, трещины, непровары, раковины, подрезы в сварных швах.

Дефекты могут быть следствием нарушений правил эксплуатации подогревателей. Так, прогрев аппарата со скоростью выше допустимой может привести к образованию трещин в элементах трубной системы. Нарушения водно-химического режима вызывают коррозионные повреждения. При отключении ПВД по воде и поступлении пара в паровое пространство (из-за отказа арматуры на паропроводах отборов) в замкнутом водяном объеме трубной системы может возникнуть давление выше допустимого, что приведет к массовому повреждению труб. Дефекты в сварных швах приварки спиральных змеевиков к раздающим и коллекторным трубам выявляются визуальным осмотром, неразрушающими методами контроля и гидравлическим испытанием.

Обязательно должны быть проверены входные участки змеевиков на длине до 250 мм для выявления внутренних коррозионно-эрозионных повреждений, которые имеют место при скорости воды выше 2 м/с. Выявление повреждений производится путем вырезки образцов, а также с помощью толщиномеров. Эти повреждения особенно опасны, так как не могут быть выявлены иным способом. Особое внимание нужно обратить на подогреватели с длительным сроком эксплуатации. Работа ПВД с подобными дефектами труб может привести к серьезным авариям. При разрыве или отрыве спиральных змеевиков от раздающих коллекторов пространство ПВД заполняется водой с повышением давления в нем до уровня давления питательной воды, что при отказе защиты приводит к разрушению корпуса. При обнаружении утонения стенок более чем на 1 мм дефектные змеевики (или поврежденные участки их) должны быть заменены новыми.

При обнаружении дефектов в змеевиках, расположенных в недоступном месте, они должны быть вырезаны для ремонта или заменены новыми. Для извлечения змеевиков охладителей пара и дренажа кожух должен быть предварительно разрезан, а после установки змеевика на место восстановлен с приваркой плотным швом к перегородкам и трубам змеевиков. Проверка герметичности производится путем налива воды в кожухи охладителей пара или дренажа с выдержкой не менее 1 ч. Выявленные дефекты должны быть устранены.

Для предотвращения провисания спиралей, расположенных выше змеевиков, на место извлекаемого змеевика устанавливают распорные планки, которые приваривают к коллекторной и распределительной трубам. Длина вырезаемого дефектного участка змеевика должна быть не менее 100 мм. Разделку и сварку стыковых швов производят в соответствии с техническими условиями заводского чертежа, при этом смещение внутренних кромок стыкуемых труб не должно превышать $(0,1—0,3)S$, где S — толщина стенки трубы, мм.

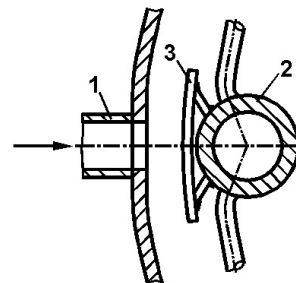
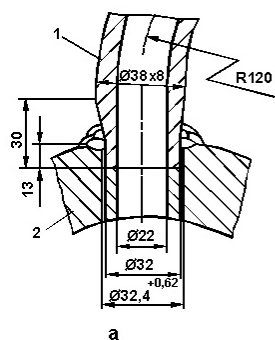
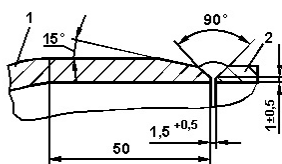


Рис. 3.77. Предохранительный дефлектор:

1 — ввод конденсата греющего пара, 2 — коллекторная труба, 3 — дефлектор



а



б

Рис. 3.78. Узел приварки гнутого колена с утолщенной стенкой:

а — к коллектору; б — к спирали; 1 — колено, 2 — коллектор; 1 — колено, 2 — спираль

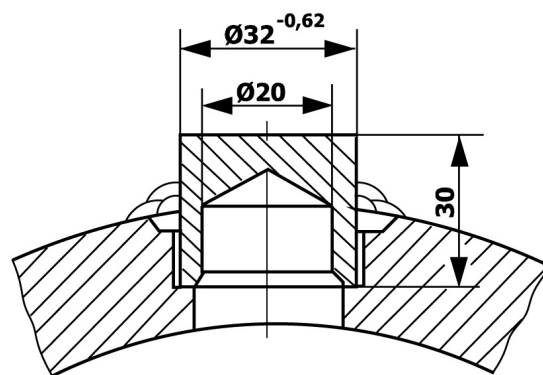


Рис. 3.79. Установка заглушки на отверстие коллектора

При обнаружении эрозионного износа входных гибов змеевиков они могут быть заменены гнутыми вставками с увеличенной толщиной стенки (рис. 3.78, а). Узел стыковки вставки со змеевиком показан на рис. 3.78, б. Гнутая вставка может быть изготовлена из нержавеющей стали, более устойчивой против эрозионно-коррозионных повреждений.

При отсутствии новых спиралей часть змеевиков может быть отглушена. Узел варки заглушки в распределительную или коллекторную трубу показан на рис. 3.79. Количество отглушенных змеевиков не должно превышать 5 % общего их числа в каждой зоне нагрева. Перед установкой отремонтированного (нового) змеевика его концы и гнезда под них на коллекторной и распределительной трубах должны быть подготовлены механическим способом (рис. 3.80). После обработки гнезда под трубы необходимо осмотреть поверхность металла на отсутствие дефектов (трещин, расслоений и т. п.). При обнаружении их ремонт производится по технологии, согласованной с заводом-изготовителем. Перед установкой в гнезда новые или отремонтированные змеевики должны быть подогнаны по месту. Предварительную подгонку их по размеры, указанные в чертеже, рекомендуется выполнять на специальных стендах.

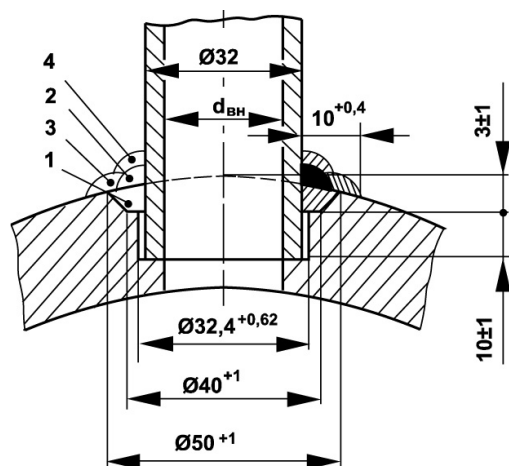


Рис. 3.80. Узел приварки спирали к распределительной (коллекторной) трубе:

1—4 — номера проходов сварных швов

Не допускается установка змеевиков в гнезда с натягом. Приварка их производится электродуговой сваркой электродами диаметром 3,0 мм в четыре прохода (см. рис. 3.80). После наложения каждого слоя швы зачищают и производят их осмотр. При первом проходе заваривают выточку в коллекторной (распределительной) трубе вокруг змеевика заподлицо с поверхностью трубы. При втором проходе накладывают шов в угол вокруг трубы змеевика. Третий слой накладывают по окружности широким слоем вокруг второго шва, а четвертый слой — над вторым и третьим. Размеры швов должны контролироваться с помощью шаблона. Не допускается отклонение от чертежных размеров, а также наложение швов в количестве более четырех, так как это может привести к появлению дополнительных напряжений в швах и трубах. При обнаружении свищей и других дефектов в сварном шве приварки змеевика к коллекторным

или распределительным трубам дефектное место удаляют механическим способом, после чего металл зачищают и подваривают. Не допускается подварка без предварительного удаления дефектного места.

Ремонт коллекторной системы ПВД. Наиболее частыми дефектами коллекторной системы являются некачественные сварные соединения. Разрыв их при работе может быть причиной серьезной аварии — разрыва корпуса подогревателя.

Сварные стыки коллекторной системы необходимо подвергнуть 100%-ному контролю, их конструкция должна обеспечивать долговечность соединений. Для выявления дефектов сварные соединения коллекторных и распределительных труб должны быть проверены с помощью ультразвуковой дефектоскопии с вырезкой при необходимости змеевиков в районе сварных стыков и кожухов охладителей пара и дренажа. Дефектные сварные стыки должны быть переварены, при этом металл сварных швов полностью удаляют с последующей шлифовкой мест стыковки труб, которые исследуют для выявления трещин и других дефектов.

Допускается установка вставок длиной не менее трехкратной толщины стенки (но не менее 100 мм). Для осмотра диафрагм делают отверстия в раздающей или коллекторной трубе, затем на эти отверстия устанавливают заглушки (рис. 3.81).

Места установки диафрагм и дроссельных шайб также подвергают УЗД. При наличии дефектов старые диафрагмы вырезают и устанавливают новые или реконструированные (рис. 3.82). Для контроля состояния диафрагм при работе за ПВД должны быть установлены гильзы с термометрами, так как при образовании внутренних промоин в сварных швах приварки диафрагм к трубам или отрыве диафрагм нагрев питательной воды в ПВД снижается.

При наличии в коллекторной системе ПВД углового сварного шва гнутых труб со стаканом коллектора данный узел должен быть реконструирован с установкой штуцера-вставки (рис. 3.83), который приваривается на подкладном кольце. Гнутое колено отрезают газопламенным способом с последующим удалением наплавленного металла механическим путем (зашлифовкой), затем его осматривают. По мере обнаружения дефектов в сварных швах коллекторов в ПВД старых выпусков стыки реконструируют (сварное соединение на «усике» заменяют соединением на подкладном кольце).

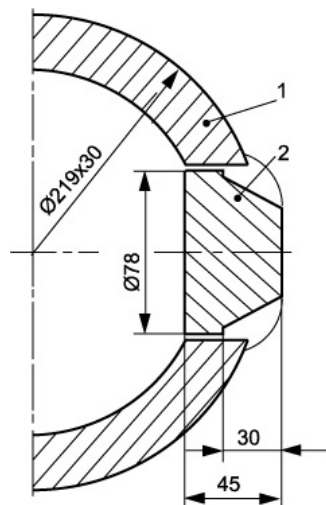


Рис. 3.81. Установка заглушки отверстия для осмотра дроссельной шайбы или диафрагмы:
1 — распределительная (коллекторная) труба, 2 — заглушка

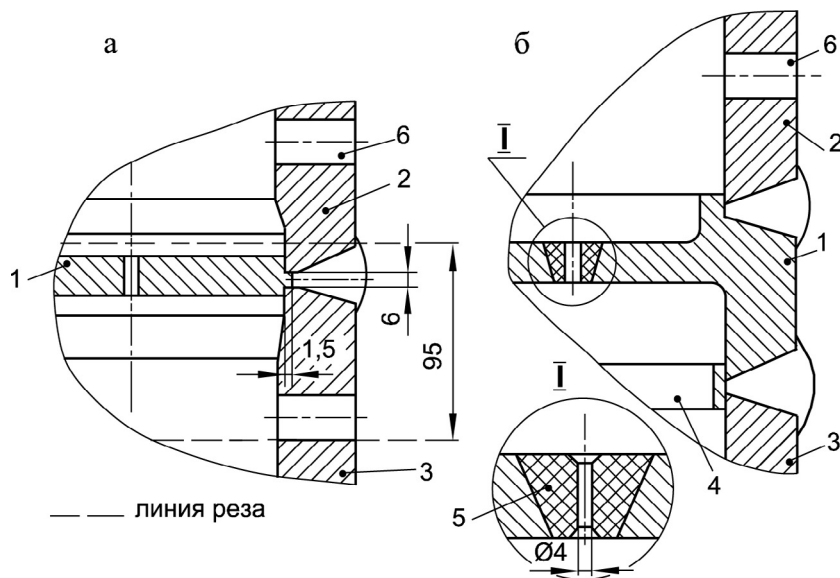


Рис. 3.82. Диафрагма:
а — до реконструкции, б — после реконструкции; 1 — диафрагма, 2, 3 — трубы распределительные (коллекторные), 4 — подкладное кольцо, 5 — наплавленный металл, 6 — отверстие для спиральной трубы

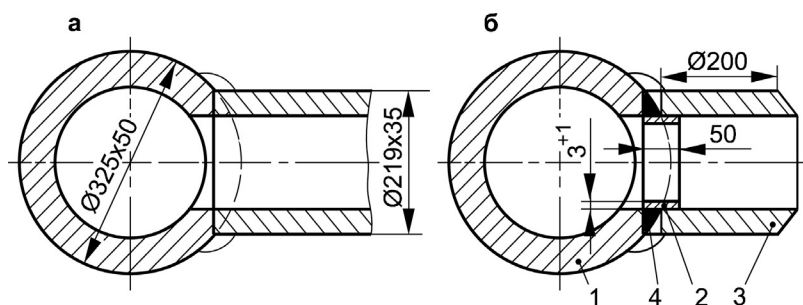


Рис. 3.83. Изменение конструкции узла приварки гйба к стакану:
а — старая конструкция сварного шва, *б* — новая конструкция с подкладным кольцом; 1 — стакан, 2 — подкладное кольцо, 3 — вставка, 4 — наплавка

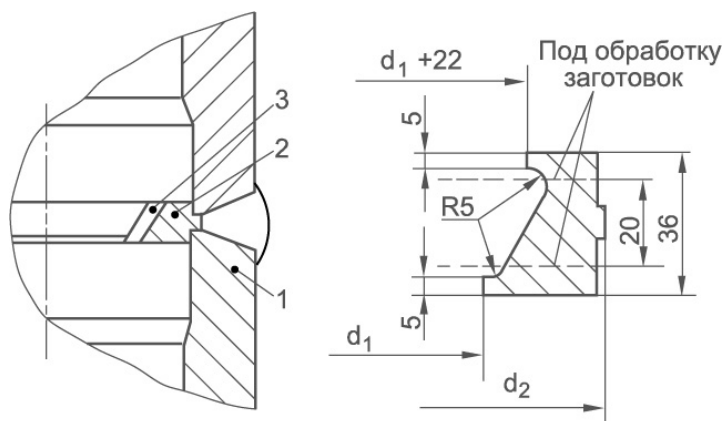


Рис. 3.84. Узел установки дроссельной шайбы:
 1 — распределительная (коллекторная) труба, 2 — дроссельная шайба,
 3 — наплавленный металл

При сварке стыков, имеющих дополнительную наплавку, а также труб с толщиной стенки более 2 мм производят предварительный и сопутствующий подогрев основного металла до температуры 200—250 °С. При толщине стенки 36 мм и более после сварки выполняют высокий отпуск с нагревом до температуры 650—680 °С и выдержкой не менее 2 ч с последующим медленным охлаждением под слоем асбеста. Для проведения термообработки используется гибкий индуктор ТП-4. Тип сварочных электродов выбирают согласно действующим инструкциям по сварке. Для повышения износостойкости дроссельных шайб применяют наплавку внутренней поверхности их твердым сплавом (рис. 3.84). Контроль качества сварки производят визуальным осмотром, неразрушающими методами и гидроиспытанием.

Ремонт корпуса и фланцевого соединения.

Для выявления дефектов при внутреннем осмотре корпуса следует произвести зачистку внутренней поверхности обечаек, днищ, сварных стыков от продуктов коррозии. Зачистку выполняют металлическими щетками, шлифовальной машинкой. После зачистки корпус осматривают. Проводят проверку качества сварных стыков путем ультразвуковой или магнитопорошковой дефектоскопии, а также определение толщины стенки корпуса и днищ.

Далее производят ремонт фланцевого соединения корпуса. Заводская конструкция уплотнения фланцевого разъема показана на рис. 3.85, *а*. Фланцевое соединение с мембранным уплотнением обеспечивает более высокую надежность ввиду его эластичности. Сварные швы мембран (губок) обеспечивают герметичность, а вертикальное усилие от давления пара воспринимается шпильками и гайками.

При ремонте сварной шов губок отрезают с помощью газового или воздушно-дугового резака или абразивного круга. Затем производят обработку его под сварку. После нескольких ремонтов губки полностью срезают. В дальнейшем рекомендуется применять конструкцию, показанную на рис. 3.85, *б*, позволяющую производить 4—6 резов.

Для обеспечения герметичности фланцевого соединения при сборке необходимо с помощью наждачного круга обработать наружные кромки мембран под сварку, поверхность их соприкосновения зачистить от ржавчины, неровностей, грязи, удалить следы газовой резки. Зеркало фланцев следует зачистить до металлического блеска. Мембраны должны быть изготовлены из углеродистой стали толщиной 4—6 мм.

При установке мембран необходимо контролировать их положение относительно оси корпуса подогревателя и взаимное совпадение наружных кромок (см. рис. 3.85, б). Следует проверить прилегание мембран, убедившись, что величина зазора по кромке не превышает 1 мм, а затем произвести приварку их к корпусу прочно-плотным швом электродами диаметром 3 мм в два-три прохода. После зачистки необходимо произвести осмотр сварного шва. Проверка его герметичности может быть

произведена путем заливки керосина в место прилегания мембраны к фланцу с наружной стороны. Сварной шов покрывают меловым раствором. Дефекты выявляют по появлению темных пятен на меловом покрытии. Необходимо обращать внимание на качество приварки мембран, так как возникновение дефектов после включения подогревателя в работу требует повторного ремонта со вскрытием ПВД.

Качество сварки после зачистки от сварочных брызг может быть также проверено с помощью магнитопорошковой дефектоскопии (или травлением). Применяемые электроды (для сварки малоуглеродистых сталей) должны обеспечивать предел текучести наплавленного металла шва не ниже предела текучести основного металла.

При сборке подогревателя съемный корпус устанавливают на нижнем фланце. При выполнении этой операции центровка его осуществляется с помощью четырех шпилек, установленных равномерно по окружности (или с помощью направляющих штырей). Далее следует проверить смещение кромок мембран, которое не должно превышать 2 мм. После обтяжки фланцевого соединения с помощью четырех шпилек зазор между мембранами должен быть не более 1 мм. Затем производят обварку кромок мембран. После осмотра шпилек и гаек на отсутствие дефектов резьбовые соединения перед установкой покрывают графитовой смазкой следующего состава (по массе): графит чешуйчатый (серебристый) 2 %, медный порошок 10 %, глицерин — остальное.

Затяжку шпилек следует производить равномерно ключом с длиной плеча 1 м усилием 60 кг. После окончания сборки фланцевого соединения необходимо произвести набивку сальникового соединения трубной системы со штуцером корпуса и выполнить зачистку фланцевого соединения паропровода подвода пара и собрать его, установив новые прокладки. Затем устанавливают и закрепляют остальные трубы. Следует также провести ревизию и ремонт водоуказательных устройств, арматуры, регулирующих клапанов дренажа и т. д. После сборки ПВД необходимо провести гидравлическое испытание водяного и парового пространств. Для этого арматура закрывается, подогреватель заполняется водой от временных линий. Давление создается передвижным насосом.

Надежность работы ПВД во многом зависит от качества эксплуатации. Особенно важно в моменты пусков аппаратов выдерживать следующие допустимые скорости прогрева корпуса и трубной системы, заданные заводом-изготовителем:

Толщина элемента, мм	16	30	45	60—80
Допускаемая скорость прогрева, °C/мин	30—40	10	5—6	2—3

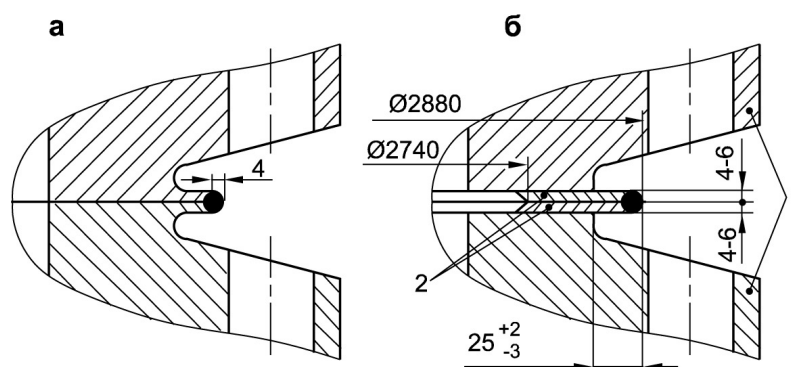


Рис. 3.85. Фланцевое соединение с мембранным уплотнением:

а — заводская конструкция уплотнения фланцевого разъема, б — усовершенствованная конструкция

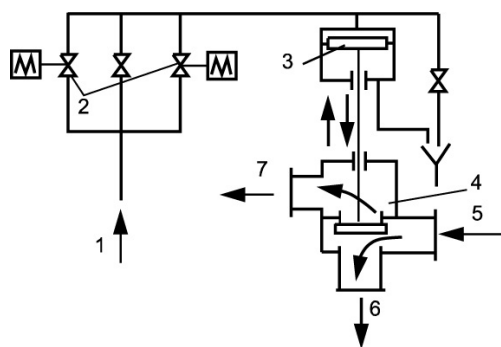


Рис. 3.86. Схема защитного устройства ПВД:

1 — подвод основного конденсата, 2 — импульсный клапан, 3 — сервопривод, 4 — впускной клапан, 5 — вход питательной воды, 6 — выход питательной воды, 7 — сброс питательной воды помимо подогревателей

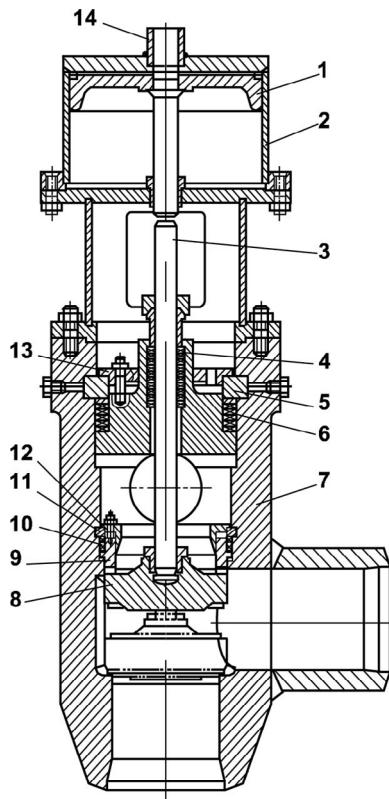


Рис. 3.87. Впускной клапан:

1 — поршень со штоком, 2 — корпус сервопривода, 3 — шток, 4 — сальниковое уплотнение штока, 5 — разрезное кольцо, 6 — сальниковое уплотнение, 7 — корпус, 8 — тарелка, 9 — кольцо уплотнительное, 10 — сальниковое уплотнение, 11 — кольцо разрезное, 12 — кольцо, 13 — планка нажимная, 14 — подвод силовой воды

Превышение скорости прогрева элементов ПВД может привести к возникновению опасных температурных режимов с последующим нарушением герметичности трубных систем и разъемов корпусов. Скорость повышения давления пара при включении ПВД на работающей турбине не должна превышать 0,06 МПа/мин.

Ремонт защитных устройств. Впускные клапаны подогревателей предназначены для аварийного отключения группы ПВД по питательной воде с перепуском ее помимо подогревателей при срабатывании защиты по уровню (рис. 3.86). При ремонте впускного клапана (рис. 3.87) особое внимание необходимо обратить на узлы, определяющие его надежную работу и быстродействие.

Разборку впускного клапана необходимо осуществлять в такой последовательности [13]:

- отрезать трубу подвода импульсной воды к сервоприводу;
- отвернуть гайки фланцевого соединения крепления корпуса гидравлического сервопривода к корпусу клапана и снять сервопривод;
- отвернуть гайки шпилек нажимной планки и снять ее;
- ослабить шпильки сальниковой буксы уплотнения штока. Путем равномерного (по окружности) обстукивания крышки опустить ее вниз. Использовать для этого выколотку из мягкого металла (медь, алюминий);
- отвернуть пробки и через отверстия специальным штырем выбить части разъемного кольца, находящегося против отверстий в корпусе. Затем вынуть из пазов остальные части разъемного кольца. Промаркировать все детали;
- поднять медленно и осторожно крышку. При подъеме не допускать ее перекоса и попадания набивки сальника в пазы для разрезного кольца;
- отвернуть гайки фланцевого кольца узла герметизации между двумя полостями клапана. Вынуть кольцо;
- извлечь из паза части разъемного кольца при помощи отжимного болта. Промаркировать секторы разрезного кольца;
- извлечь, не допуская перекоса, уплотнительное кольцо с сальниковой набивкой;
- вынуть тарелку клапана со штоком;
- отвернуть резьбовую втулку клапана и отсоединить шток от тарелки;
- отвернуть гайки фланцевого соединения цилиндра сервопривода и снять его. Извлечь из него поршень со штоком, затем произвести проверку состояния впускных клапанов.

Все детали и узлы тщательно осматривают, зачищают и обмеряют, проверяют состояние уплотнительных пар. Мелкие дефекты (вмятины, риски, задиры) устраняют притиркой. При наличии более крупных дефектов производят наплавку уплотнительных поверхностей аустенитными электродами с последующими проточкой и притиркой до $R_a = 0,16$. Твердость по Бринеллю должна быть не менее 300 НВ.

Надежная и экономичная работа ПВД может быть обеспечена только при высокой герметичности клапана. Перетоки воды через уплотнительные поверхности при верхнем положении тарелки, соответствующем нормальным условиям работы подогревателей, ухудшают экономичность турбоустановки из-за байпасирования части воды помимо ПВД. Попадание через клапан большого количества воды в трубную систему ПВД при отключении их защитой может вызвать переполнение аппаратов водой, т. е. функции защиты не будут выполнены. При осмотре штока необходимо убедиться в отсутствии задигов, рисков, коррозии и других дефектов, проверить установку в пазы корпуса разъемных колец. Секторы должны вставляться в паз и перемещаться по окружности свободно от руки, но не должны качаться в пазу. Следует проверить состояние сопрягаемых поверхностей бесфланцевых соединений, зачистить их от заусенцев, очистить от масла и грязи.

При ревизии сервопривода необходимо очистить поршень, шток, внутреннюю поверхность от продуктов коррозии, грязи. Все дефекты (риски, заусенцы и т. п.) должны быть устранены. Уплотнительная манжета в случае обнаружения повреждений заменяется новой.

Для ревизии узла крепления тарелки со штоком следует снять втулку. Необходимо подчеркнуть, что надежность работы ходовых частей обеспечивается высокой точностью обработки деталей с $R_a = 2,5—0,63$.

Герметичность клапана проверяют при гидроопрессовке. Испытание клапана на герметичность в нижнем положении тарелки производят при давлении 485 кгс/см², а в верхнем (рабочем) положении — при 16 кгс/см². Контроль металла корпуса клапана производят согласно действующим директивным материалам.

Для обеспечения быстрого действия защитного клапана необходимо проверить соблюдение ряда технических условий. Должно быть установлено два импульсных клапана $D_y = 50$ мм. Импульсный трубопровод от них к сервоприводу должен быть по возможности коротким, сечением не менее $D_y = 50$ мм. Трубопроводы слива из надпоршневого пространства рекомендуется выполнять $D_y = 10$ мм, из подпоршневого пространства — $D_y = 50$ мм.

Сборку впускных клапанов необходимо производить в такой последовательности [13]:

- Очистить внутренние поверхности от грязи, сварочного грата, посторонних предметов.
- Произвести сборку тарелки клапана со штоком и установить их в корпус на нижнее седло.
- Установить на расточку в корпусе уплотнительное кольцо.
- Уложить в несколько рядов предварительно спрессованные в специальном приспособлении асбестовые кольца, на каждое кольцо (кроме верхнего) нанести слой графита. Стыки колец должны располагаться под углом 90° относительно друг друга. Сверху на сальниковую набивку уложить уплотнительное кольцо.
- Натереть графитом пазы и секторы разъемного кольца. Установить в паз корпуса разъемное кольцо в соответствии с цифровой маркировкой каждого сектора относительно друг друга. Установить фланцевое кольцо, подтянуть гайками уплотнительное кольцо вверх с предварительной затяжкой сальника. Фланцевое кольцо должно устанавливаться концентрично внутренней расточке корпуса, перекосы должны отсутствовать. Внутренний выступ кольца должен центрировать секторы разъемного кольца, что является одним из основных факторов герметичности узла и надежности его работы.
- Надеть на шток и опустить до упора в корпусе крышку клапана. Произвести предварительную центровку штока относительно крышки путем установки в камеру уплотнения крышки со шпинделем кольца сальника и сальниковой буксы. Поднять сальниковую буксу, произвести укладку предварительно спрессованных колец сальника. Поднять шпиндель вверх до упора для центровки его по верхнему уплотнению, затянуть сальник.

- Уложить в узел уплотнения между корпусом и крышкой предварительно спрессованные асбестовые кольца. Натереть графитом пазы и секторы разъемного кольца, установить натяжную планку и с помощью гаек, накрученных на шпильки, подтянуть крышку вверх. Таким путем осуществляются предварительная затяжка сальника и центровка разъемного кольца крышкой.

Нормируемые операции при ремонте ПВД. Ремонт ПВД включает в себя следующие операции:

1. *Разборка.* Разъединить и снять колено трубопровода греющего пара. Удалить прокладки, очистить уплотнительные поверхности фланцев. Установить заглушку, снять верхнее кольцо, удалить сальниковую набивку и очистить поверхность сальниковой камеры пароподводящей трубы. Отсоединить препятствующие снятию корпуса ПВД трубопроводы, импульсные трубки и водоуказательный прибор. Разобрать фланцевые соединения корпуса подогревателя. Удалить сварной шов мембран. Застропить, снять и установить корпус подогревателя на ремонтную площадку.
2. *Ремонт трубной системы.* Произвести внешний осмотр и гидравлические испытания трубной системы. Определить дефектные змеевики. Произвести внешний осмотр охладителя дренажа, проверить герметичность охладителя дренажа путем заполнения его конденсатом. Зачистить дефектные места и заварить электросваркой. Проверить трубу отсоса воздуха. Заменить изношенные участки и подварить дефектные места. Проверить состояние отбойных щитков и устранить обнаруженные дефекты.
3. *Замена поврежденной спирали.* Срезать концы, удалить наплавленный металл, проверить, осмотреть, продуть, приварить к коллекторной и распределительной трубам.
4. *Ремонт и сборка фланцевого соединения корпуса ПВД.* Зачистить кромки мембраны под сварку. Установить корпус подогревателя на фланец трубной системы. Установить необходимое количество шпилек для обеспечения прилегания кромок мембран без зазора. Проверить совпадение кромок мембран. Заварить наружный шов мембран, зачистить его от шлака. Установить и затянуть крепеж.
5. *Сборка.* Набить сальниковую камеру пароподводящей трубы, установить верхнее кольцо. Снять заглушку с фланца трубопровода греющего пара. Установить и затянуть крепление фланцев, колена трубопровода греющего пара. Присоединить к штуцерам корпуса подогревателя трубопроводы и импульсные трубки. Установить водоуказательный прибор.
6. *Гидравлическое испытание корпуса ПВД.* Подготовить и провести гидравлическое испытание корпуса ПВД с устранением выявленных дефектов.

Нормы времени на основные ремонтные операции ПВД приведены в табл. 3.37.

Карты дефектов ПВД. В табл. 3.38 приведены основные дефекты элементов корпуса (см. рис. 3.72) и трубного пучка (см. рис. 3.73) ПВД, а также способы их обнаружения и устранения.

3.5.3. Подогреватели сетевой воды

Подготовка подогревателя к ремонту. Установить лестницы-стремянки со стороны крышек водяных камер и леса со стороны паровпуска. Развинтить, снять гайки; застропить поочередно и снять крышки водяных камер. Транспортировать их на заранее подготовленные площадки. Для возможности входа людей в паровое пространство допускается приварить скобы к корпусу подогревателя. Установить временное освещение напряжением 12 В во входной водяной камере. Для возможности доступа в паровое пространство подогревателя вырезать в патрубках подвода пара кольца высотой 800—1000 мм. Свинтить пробки дренажей в компенсаторе и водяной камере и слить воду.

Таблица 3.37

Нормы времени на ремонт одного подогревателя высокого давления, ч

	Тип подогревателя													
	ПВ-145	ПВ-150	БИП-200	ПВ-220-180	ПВ-250	БИП-350	ПВСС-350	ПВ-350	ПВ-425-230-23(50)	ПВ-450-380 ПВ-600-380	ПВ-500-230-30(44) ПВ-900-230-14	ПВ-2600-380	ПВ-2000-380	ПВ-2300-3800
Ремонтная операция														
Разборка ПВД	18	18	24	24	26	32	45	30	38	48	45	120	122	126
Ремонт трубной системы	42	44	52	52	62	66	72	65	74	74	72	148	166	180
Замена одной поврежденной спирали	7	7	7	7	7	7	15	15	15	15	15	21	22	22
Ремонт и сборка фланцевого соединения ПВД при уплотнении фланцев паронитовой прокладкой	16	18	20	—	—	24	31	—	31	38	36	—	—	—
Ремонт и сборка фланцевого соединения корпуса при уплотнении фланцев мембраной	—	—	—	24	30	—	44	37	44	52	52	86	117	123
Сборка трубной системы	12,0	7,2	12,0	7,4	10,0	12,0	16,0	12,0	16,0	16,0	16,0	38,0	41,0	42,0
Гидравлические испытания	17,9	19,5	23,1	20,8	24,1	33,0	28,0	32,5	38,8	—	—	—	—	—

Таблица 3.38

Основные дефекты элементов ПВД

Обозначение (рис. 3.72, 3.73)	Возможный дефект	Способ установления дефекта	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта	Условное обозначение средств измерения
КОРПУС					
А	Увеличение зазора между мембранами более 1 мм (см. требования к собранному аппарату в разд. 3.5.2)	Измерительный контроль	Механическая обработка	1. Допустимая толщина мембраны 4,5 мм 2. Параметр шероховатости не более 25	Набор шупов № 4, кл.2
А	Уменьшение ширины «уса» мембраны до 3 мм	Измерительный контроль. Визуальный контроль	Установка мембраны (рис. 3.85)	1. Допуск плоскостности 0,5 мм 2. Параметр шероховатости не более 25 3. Трещины, раковины не допускаются. Угол скола наружной кромки мембраны под сварку $45 \pm 2^\circ$, притупление кромки $2^{+1,0}_{-0,5}$	Линейка, 150
А	Раковины, коррозионные разрушения глубиной до 50 %, площадью не более 100 см ²	Визуальный контроль. Измерительный контроль, ЦД или МПД	Наплавка	1. Трещины, раковины, выходящие на поверхность, не допускаются 2. Параметр шероховатости не более 25	Штангенциркуль ШЦ-1-125-0, 1-1
А	Раковины, коррозионные разрушения глубиной более 50 %, площадью более 100 см ²	Измерительный контроль. ЦД или МПД	То же	См. п. 2.20 (РД 34.15.027—89)	То же
Б В	Коррозионные разрушения, трещины глубиной до величин, указанных в табл. 3.32	Визуальный контроль. Измерительный контроль. ЦД или МПД	Зачистка	1. Параметр шероховатости не более 12,5 2. Трещины, поры, раковины не допускаются	Ультразвуковой толщиномер «Кварц-6» Штангенциркуль ШЦ-1-125-0, 1-1
Б В	Коррозионные разрушения площадью отдельного участка до 100 см ² ; глубиной до 80 % и трещины глубиной до 80 % толщины стенки	Визуальный контроль. Измерительный контроль. ЦД или МПД, УЗД	1. Наплавка 2. Зачистка	1. Параметр шероховатости не более 12,5 2. Трещины, непровары, раковины, поры в виде сплошной сетки, выходящие на поверхность, не допускаются	Ультразвуковой толщиномер «Кварц-6» Штангенциркуль ШЦ-1-125-0, 1-1
Г Д	Коррозионные разрушения глубиной до 1 мм	Визуальный контроль. Измерительный контроль	Зачистка	1. Параметр шероховатости не более 6,3 2. Поперечные риски на поверхности глубиной более 0,1 мм на Г более 0,5 мм не допускаются	Штангенциркуль ШЦ-1-125-0, 1-1. Набор образцов шероховатости 0,8-12,5 ШП
Г Д	Коррозионные разрушения площадью до 5 см ² . Трещины глубиной до 5 мм	Визуальный контроль. Измерительный контроль. МПД или ЦД	1. Наплавка 2. Замена	1. Параметр шероховатости не более 6,3 2. Трещины, непровары, поры не допускаются	Штангенциркуль ШЦ-1-125-0, 1-1 Набор образцов шероховатости 0,8-12,5 ШП
Г Д	Коррозионные разрушения площадью более 5 см ² , глубиной более 5 мм	Визуальный контроль. Измерительный контроль. МПД или ЦД	Замена	То же	То же

Продолжение табл. 3.38

№ 1	Трещины протяженностью и глубиной до размеров, указанных в п. 2.20 (РД 34.15.027—89)	Гидравлическое испытание. Визуальный контроль. ЦД или МПД, УЗД	Заварка	1. С19 ГОСТ 5264—80 2. Трещины, подрезы, поры не допускаются При УЗД нормы включений в соответствии с табл. 3.33	Дефектоскоп ДУК-66ПМ Измерители глубины трещин ИГТ-10НК, ИГТ-10Ц
№ 2	Трещины любых размеров	Гидравлическое испытание. Визуальный контроль. ЦД или МПД, УЗД	Заварка	1. У7 ГОСТ 16037—60 2. Катет шва при толщине стенки штуцера до 4—4,5 мм, при толщине стенки до 6—6,5 мм 3. Трещины, подрезы, непровары, поры не допускаются	То же
№ 3	Трещины любой протяженности	Визуальный контроль. ЦД или МПД	Заварка	1. Н1 ГОСТ 5264—80 2. Трещины, подрезы не допускаются	— « —
№ 4	Трещины любой протяженности	Визуальный контроль. ЦД или МПД	Заварка	1. Т8 ГОСТ 5264—80 2. Трещины, подрезы не допускаются	— « —
№ 5	Трещины любой протяженности	Гидравлическое испытание. Визуальный контроль. ЦД или МПД, УЗД	Заварка	1. У2 ГОСТ 16037—80 2. Трещины, подрезы, непровары не допускаются. При УЗД нормы включений в соответствии с табл. 3.33	— « —
№ 6	Трещины любой протяженности	Гидравлическое испытание. Визуальный контроль. ЦД или МПД, УЗД	Заварка	1. С6, 67 ГОСТ 16037—80 2. Трещины, подрезы, непровары не допускаются. При УЗД нормы включений в соответствии с табл. 3.33	— « —
№ 7	Трещины глубиной и протяженностью до величин, указанных в п. 2.20 (РД 34.15.027—89)	Гидравлическое испытание. Визуальный контроль. ЦД или МПД, УЗД	Заварка	1. С19 ГОСТ 5264—60 2. Трещины, подрезы, непровары, поры не допускаются. При УЗД нормы включений в соответствии с табл. 3.33	Измерители глубин и трещин ИГТ-1СНК ИГТ-10Ц
№ 8	Трещины любой протяженности	Визуальный контроль. ЦД или МПД, УЗД	Заварка	1. Т1 ГОСТ 5264—80 2. Трещины, подрезы, раковины не допускаются	То же
№ 9	Трещины любой протяженности	Гидравлическое испытание. Визуальный контроль. ЦД или МПД, УЗД	Заварка	1. У9 ГОСТ 16037—80 2. Трещины, подрезы, непровары, поры не допускаются. При УЗД нормы включений в соответствии с табл. 3.33	— « —

Продолжение табл. 3.38

Обозначение (рис. 3.72, 3.73)	Возможный дефект	Способ установления дефекта	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта	Условное обозначение средств измерения
ТРУБНАЯ СИСТЕМА					
А	Увеличение зазора между мембранами более 1 мм	Измерительный контроль	Механическая обработка	1. Допустимая толщина мембраны 4,5 мм 2. Параметр шероховатости не более 25	Набор шупов № 4, кл. 2
А	Уменьшение ширины «уса» мембраны до 3 мм	Измерительный контроль	Установка мембраны (рис. 3.85)	1. Допуск плоскостности 0,5 мм 2. Параметр шероховатости не более 25 3. Трещины, раковины не допускаются. Угол скоса наружной кромки мембраны под сварку $45 \pm 2^\circ$, притупление кромки $2^{+1,0}_{-0,5}$	Линейка, 150
А	Раковины, коррозионные разрушения глубиной до 50 %, площадью не более 100 см ²	Визуальный контроль. Измерительный контроль. ЦД и МПД	Наплавка	1. Трещины, раковины, выходящие на поверхность, не допускаются 2. Параметр шероховатости не более 25	Штангенциркуль ШЦ-1-125-0, 1-1
А	Раковины, коррозионные разрушения глубиной более 50 %, площадью не более 100 см ²	Визуальный контроль. Измерительный контроль. ЦД и МПД	Наплавка	См. п. 2.20 (РД 34.15.027—89)	То же
Б	Коррозионные разрушения, трещины глубиной до величин, указанных в табл. 3.32	Визуальный контроль. Измерительный контроль. ЦД и МПД	Зачистка	1. Параметр шероховатости не более 12,5 2. Трещины, поры, раковины не допускаются.	Ультразвуковой толщиномер «Кварц-6» Штангенциркуль ШЦ-1-125-0, 1-1
Б	Коррозионные разрушения площадью отдельного участка и глубиной до величин, указанных в табл. 3.32	Визуальный контроль. Измерительный контроль. ЦД или МПД	1. Наплавка 2. Зачистка	1. Параметр шероховатости не более 12,5 2. Трещины, непровары, поры не допускаются.	Ультразвуковой толщиномер «Кварц-6» Штангенциркуль ШЦ-1-125-0, 1-1 Набор образцов шероховатости 0,8-12,5ШП

В Г	Эрозийный износ более величин, указанных в табл. 3.32	Гидравлическое испытание. Визуальный контроль	Замена	То же	Ультразвуковой толщиномер «Кварц-6»
№1	Трещины протяженностью и глубиной до размеров указанных в п. 2.20 (РД 34.15.027—89)	Гидравлическое испытание. Визуальный контроль. ЦД или МПД, УЗД	Заварка	1. С19 ГОСТ 5264—80 2. Трещины, подрезы, непровары не допускаются. При УЗД нормы включений в соответствии с табл. 3.33	Измерители глубины трещин ИГТ-10НК, ИГТ-10Ц
№ 2 № 3 № 11 № 12	Трещины протяженностью и глубиной до размеров указанных в п. 2.20 (РД 34.15.027—89)	Гидравлическое испытание. Визуальный контроль. ЦД или МПД, УЗД	Заварка	1. С19 ГОСТ 5264—80 2. С20 ГОСТ 16037—80 с остающимися подкладным кольцом 3. Трещины, подрезы, непровары не допускаются. При УЗД нормы включений в соответствии с табл. 3.33	Измерители глубины трещин ИГТ-10НК ИГТ-10Ц
№4	Трещины любой протяженности	Визуальный контроль. ЦД или МОД	Заварка	1. Т8 ГОСТ 5264—80 2. Трещины, подрезы не допускаются	То же
№5	Трещины глубиной и протяженностью до величин, указанных в п. 2.20 (РД 34.15.027—89)	Гидравлическое испытание. Визуальный контроль. ЦД или МПД, УЗД	Заварка	1. Т9 ГОСТ 5264—80 толщины 80 мм включительно допускается установка в зазор удаляемого подкладного кольца 2. Трещины, подрезы, непровары не допускаются. При УЗД нормы включений в соответствии с табл. 3.33	Измерители глубины трещин ИГТ-10НК, ИГТ-10Ц
№ 6	Трещины любой протяженности	Визуальный контроль. ЦД или МПД	Заварка	1. У1 ГОСТ 16037—80 2. Трещины, подрезы, поры не допускаются, катет шва 5—6 мм	То же

Окончание табл. 3.38

Обозначение (рис. 3.72, 3.73)	Возможный дефект	Способ установления дефекта	Заключение и рекомендо- ванный способ ремонта	Технические требования после ремонта	Условное обозначение средств измерения
№ 7	Трещины любой протяженности	Визуальный контроль. ЦД или МПД	Заварка	1. Н1 ГОСТ 16037—80 2. Трещины, подрезы, поры не допуска- ются, катет шва 5—6 мм	Измерители глубины трещин ИГТ-10НК, ИТ-10Ц
№ 8 № 9	Трещины глубиной и протяженно- стью до величин, указанных в п. 2.20 (РД 34.15.027—89)	Гидравлическое испы- тание. Визуальный контроль. ЦД или МПД, УЗД	Заварка	1. У9 ГОСТ 16037—80 2. Трещины, подрезы, поры не допускаются	То же
№ 10	Трещины любой протяженности	Гидравлическое испы- тание. Визуальный контроль. ЦД или МПД	Заварка	Трещины, поры, раковины не допускаются	— « —
№ 13	Трещины любой протяженности	Визуальный контроль	Заварка	1. У4 ГОСТ 16037—80 2. Трещины, поры, раковины не допуска- ются	— « —
№ 14	Трещины любой и протяженно- стью	Визуальный контроль. ЦД или МПД	Заварка	1. Н1 ГОСТ 16037—80 2. Трещины, поры, раковины не допуска- ются	— « —

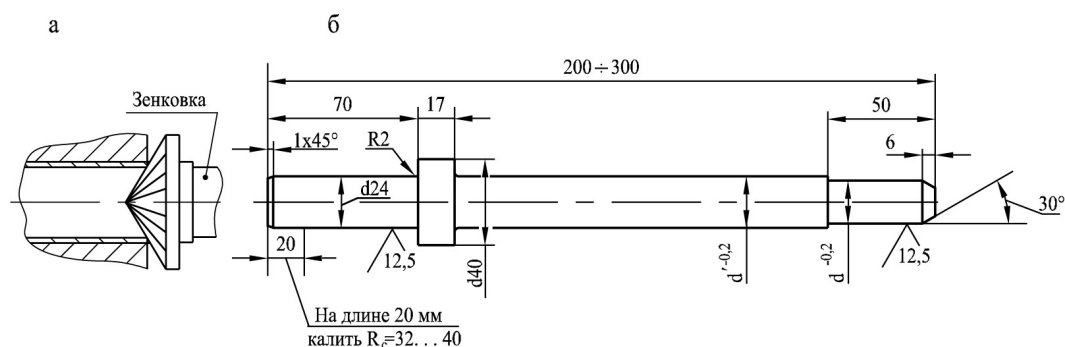


Рис. 3.88. Приспособления для выемки трубок из трубных досок:
а — зенковка для удаления сварного шва, б — выколотка для выталкивания трубок

Выемка трубок, приваренных к трубным доскам, из подогревателя. Для ПСГ-5000 срезать сварной шов приварки трубок к трубной доске при помощи зенковки с углом при вершине не менее 120° (рис. 3.88, а). Высверлить заглушки, закрывающие отверстия в трубной доске для отбойников. Вынуть отбойники и уложить на заранее подготовленную площадку. Высверлить пробки отглушенных трубок.

Выемка трубок при помощи сминателя. Смять завальцованные концы трубок в трубных досках на 5—7 мм сминателем (см. рис. 3.44) с помощью слесарного молотка. Смять концы трубок на всю длину рабочей части сминателя с помощью пневмомолотка. Рабочую часть сминателя периодически смазывать сухим графитом. Ось сминателя должна быть параллельна оси отверстия в трубной доске. Выталкивание трубок производить одновременно со смятием через четыре горизонтальных ряда по направлению сверху вниз по трубной доске. При использовании сминателя трубка выталкивается на 100—110 мм. Чтобы вытолкнуть трубку на 350—450 мм, применяют выколотку (рис. 3.45, рис. 3.88, б). Трубки, которые не удалось вытолкнуть, необходимо разрезать у трубных досок и перегородок с помощью электрошлифовальной машины и удалить из подогревателя. Выбить остаток трубок в паровое пространство. Для доступа к секторам трубного пучка обрезать сваркой трубки между секторами.

Щиты зоны воздухоохладителя, а также все щиты в отсеке компенсатора должны быть сохранены. В случае необходимости снятия щитов зоны воздухоохладителя следует иметь в виду, что при сборке подогревателя указанные щиты должны быть гидроиспытаны перед их установкой.

Выемка трубок высверливанием. Вставить направляющий стержень в трубки и выдвинуть его с противоположной стороны на 300 мм от трубной доски. Высверлить трубку электро-сверлильной машиной и специальной зенковкой на длину 60 мм.

При высверливании зенковка не должна повреждать трубную доску подогревателя. Работы по высверливанию трубок должны проводить слесари-ремонтники высокой квалификации, практически обученные высверловке на макете. Далее следует удалить отверткой и круглогубцами оставшуюся часть трубки; продвинуть направляющий стержень по трубке в сторону противоположной трубной доски и выдвинуть за торец на 300 мм, а затем высверлить трубку во второй трубной доске. Надеть на направляющий стержень со стороны поворотной водяной камеры отрезок трубки длиной 200 мм, по диаметру и толщине аналогичной трубке в подогревателе, завести его в трубную доску на глубину 50 мм (рис. 3.89), а затем вставить со стороны входной водяной камеры заднюю часть

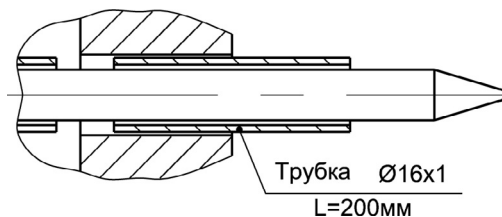


Рис. 3.89. Направляющий стержень для выемки трубки из трубной доски

сборной выколотки (рис. 3.88, б) в трубку. Выбить дефектную трубку из подогревателя на величину заходной части сборной выколотки. Удалить отрезок трубки и направляющий стержень из дефектной трубки. Последовательно заменяя выколотки, выбить дефектную трубку из подогревателя. По мере выемки трубок укладывать их в стойку, связать пакет трубок, застропить и уложить в транспортное средство. Количество трубок в пакете не должно превышать 500 шт.

Дефектация и ремонт корпуса и внутренних устройств подогревателя. До начала ремонтных операций необходимо провести внутрь подогревателя переносное освещение. Очистить внутреннее пространство подогревателя, трубные доски, перегородки и отверстия в них от коррозии и грязи, продуть сжатым воздухом. Внимательно осмотреть систему отсоса паровоздушной смеси (ПВС). При осмотре системы отсоса ПВС контролировать качество швов приварки щитов зоны воздухоохладителя к трубной доске со стороны входной водяной камеры, трубным перегородкам, коллектору отсоса, а также качество швов приварки патрубков отвода ПВС к коллектору отсоса. Несплошность сварных швов не допускается. Контроль качества сварных швов следует проводить визуально в полном объеме. Работы по ремонту системы отсоса ПВС можно проводить без выемки всех трубок и удаления щитов, выполнив лазы в корпусе. Осмотреть коллектор системы отсоса ПВС. Заварить и зачистить трещины. Произвести внешний осмотр корпуса и сварных швов линзового компенсатора. На поверхности компенсатора не допускаются вмятины, забоины, размывы, трещины. Трещины, забоины, вмятины необходимо заварить и зачистить. В случае обнаружения размывов заплавить поврежденный участок. При обнаружении трещин на сварных швах компенсатора их следует заварить с применением электродов Э50А (АНО-II, Ø4, $I_{св} = 140—200$ А). Обеспечить контроль качества сварных швов компенсатора методом УЗД в полном объеме.

Осмотреть паровые щиты и трубы (стержни)-отбойники. Если толщина щитов и отбойников уменьшилась более чем на 30 % от проектной, то щиты и отбойники необходимо заменить. Осмотреть гайки и шпильки, крепление крышек водяных камер на отсутствие трещин, вмятин, забоин, выкрашиваний и срывов резьбы. Резьбу контролировать калибрами. Заусеницы, вмятины глубиной 1/2 высоты профиля резьбы и длиной, не превышающей 8 % высоты резьбы, а в одном витке — 50 % его длины, должны быть устранены напильником или прогнаны плашкой (метчиком). При обнаружении подобных дефектов на гладкой части шпилек места дефектов зачистить напильником или на токарном станке. Шероховатость резьбы допускается не более $Rz20$, шероховатость гладкой поверхности — не более $Rz30$. При повреждении резьбы шпильки, превышающем указанные пределы, а также при выкрашивании, вытягивании резьбы и трещинах заменить шпильку. При уменьшении номинального размера шестигранника гайки под ключ более чем на 3 % требуется замена гайки.

Зачистить отверстия в трубных досках до металлического блеска ершом. Ерш заводить в отверстие и выводить только при вращении. Заусенцы в отверстиях снять напильником. Осмотреть отверстия в трубных досках. Отметить мелом отверстия, имеющие на поверхности вмятины и продольные риски. Глубина рисков и вмятин не должна превышать 0,25 мм.

Таблица 3.39

Максимальный размер отверстий D_{\max} в трубных досках подогревателей

Тип подогревателя	D_{\max} , мм
ПСГ-800 ПСГ-1300-3-8-I(II) ПСГ-2300-3-8-I(II)	24,4 ^{+0,14}
ПСГ-5000-2,5-8-I ПСГ-5000-3,5-8-I	25,6 ^{+0,14}
ПСГ-5000-3,5-8-II	25,4 ^{+0,14}

Измерить диаметр отверстий индикаторным нутромером в двух плоскостях. При эллипсности отверстий более 0,1 мм развернуть отверстие цилиндрической разверткой, но не более максимально допустимого диаметра D_{\max} (табл. 3.39). Если сумма диаметра поврежденного отверстия и удвоенной глубины вмятины или продольной риски не превышает D_{\max} , развернуть отверстие цилиндрической разверткой до полного удаления продольных рисков и вмятин, но не более D_{\max} . Если размер отверстия с повреждениями превышает D_{\max} , то дефекты

следует заварить, зачистить шлифовальной машинкой, а затем развернуть отверстия. Диаметр отверстий не должен превышать D_{\max} .

Установка и вальцевание трубок. До начала ремонтных операций следует установить в отсеках подогревателя переносное освещение. Уложить трубки в стойки и установить со стороны входной водяной камеры. Трубки для подогревателей ПСГ-5000 промыть по всей длине с наружной стороны уайт-спиритом и протереть насухо. Каждую трубку с обоих концов промыть с внутренней стороны на глубину 20—30 мм.

Произвести наборку трубок, протирая их по мере заводки в корпус. Для выполнения наборки два слесаря должны находиться в отсеках, ближайших к трубным доскам подогревателя. Все операции с трубками необходимо вести в чистых рукавицах. Наборка производится следующим образом: внутрь корпуса опускается лестница; трубки проталкиваются через одну трубную доску и через все перегородки; для ПСГ-5000 до заводки очередной трубки во вторую трубную доску концы трубки и отверстие трубной доски промывают уайт-спиритом, а затем трубку проталкивают во вторую трубную доску; при необходимости отверстия в трубных перегородках следует развернуть для прохождения трубок. Для удобства наборки трубок целесообразно использовать наконечник (рис. 3.90). Наборку трубок следует начинать из сектора, противоположного паровпуску, а заканчивать в секторе напротив патрубка подвода пара. В процессе наборки трубок произвести приварку щитов в паровом пространстве аппарата. При приварке щитов необходимо закрыть ближайшие отверстия в трубных досках и набранные трубки асбестовым полотном, предохраняя их от брызг металла и прожогов. Контроль качества сварных соединений щитов проводить внешним осмотром в полном объеме. По окончании наборки следует выставить трубки со стороны входной водяной камеры на 2—3 мм и развальцевать их на глубину 40 ± 2 мм (для ПСГ-5000 выставить трубки на 1—2 мм и вальцевать на глубину 60 ± 2 мм). Затем трубки подрезают со стороны поворотной камеры с помощью приспособления для подрезки трубок (см. рис. 3.53, 3.54). Подрезанные трубки необходимо продуть сжатым воздухом, а затем развальцевать со стороны поворотной камеры.

Замена трубок-отбойников. Прежде всего следует измерить по корпусу фактическую длину отбойника, при этом необходимо учесть, что при установке в корпус отбойники должны углубляться в трубную доску со стороны входной водяной камеры на длину, равную 40 ± 2 мм (для ПСГ-5000 — 60 ± 2 мм). Измеренный отбойник принять за эталон и отрезать необходимое количество отбойников по эталону, а затем вставить отбойники в глухие отверстия трубной доски со стороны компенсатора до упора. Изготовить пробки $\varnothing 20$ мм и длиной 10 мм из Ст.3 или стали 20 в количестве, указанном в табл. 3.40. Вставить пробки в отверстия установленных отбойников с заглублением на 6 мм от поверхности трубной доски и обварить электродами марки Э50А (АНО-II, $\varnothing 4$ мм, $I_{\text{св}} = 140\text{—}200$ А). При обварке пробок закрыть трубки асбестовым полотном от попадания брызг сварки.

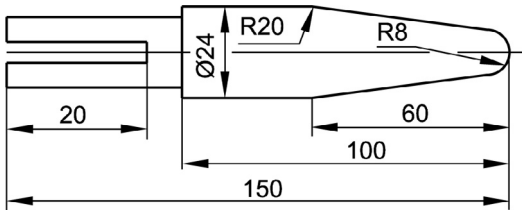


Рис. 3.90. Наконечник для набора трубок в трубную доску

Таблица 3.40

Количество и длина трубок-отбойников в зависимости от типа подогревателя

Тип подогревателя	Кол-во отбойников, шт.	Материал	Длина отбойника, мм
ПСГ-800	79	Ст.3 ГОСТ 3262—75	4680
ПСГ-1300	95	Ст.3 ГОСТ 3262—75	5110
ПСГ-2300	125	Ст.3 ГОСТ 3262—75	6290
ПСГ-5000	143	Ст.3 ГОСТ 3262—75	8716

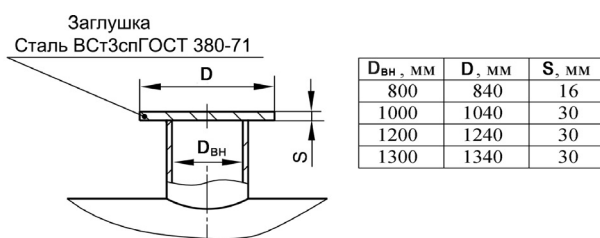


Рис. 3.91. Вид и основные размеры заглушки для отключения отверстий, штуцеров, вентилей и патрубков

Гидроиспытания и сборка подогревателя. Перед началом гидроиспытаний необходимо восстановить патрубки подвода пара, проверить отглушение всех отверстий, штуцеров, вентилей и патрубков в области парового пространства и при необходимости заглушить их. Необходимо также заглушить пароподводящие патрубки специальными заглушками (рис. 3.91). Затем подогреватель наполняют водой (температура воды при гидроиспытании должна быть не ниже 5 °С и не выше 40 °С), подключают манометры и производят ги-

дроиспытание парового пространства подогревателя давлением в соответствии с табл. 3.41 с выдержкой 10 мин. Дефекты вальцованных соединений необходимо проверить по отсутствию капель воды на трубной доске. Проверяется также качество сварных швов. При обнаружении течи вальцованного соединения и течи сварных швов корпуса требуется спустить воду, а затем повторно развальцевать дефектные трубы, подварить и зачистить дефектные места сварных швов корпуса подогревателя в соответствии с требованиями Ростехнадзора. Дефектные трубы, из которых течет вода, необходимо заменить.

Для удобства обследования при гидроиспытании парового пространства допускается добавлять в воду раствор флуоресцирующего вещества (например, флуоресцеина натрия). При этом герметичность вальцованного соединения контролируется внешним осмотром при облучении трубных досок ультрафиолетовыми лучами с помощью излучателя (лампы типа УФО-4А на 12 В), установленного на расстоянии 150—200 мм от трубной доски. В этом случае раствор, вытекающий из поврежденных трубок или через дефекты вальцованных соединений в водяную камеру, светится ярким желто-зеленым светом. После повторного вальцевания дефектных трубок гидроиспытание следует повторить. Если вальцованные соединения текут и после второго вальцевания, дефектные трубы необходимо заменить. Допускается отглушение не более 0,3 % трубок от общего количества, но не более 6, расположенных рядом. Для отглушения трубок используются пробки, соответствующие диаметру трубок (см. рис. 3.63).

У подогревателей ПСГ-5000 после гидроиспытания трубки привариваются к трубным доскам аргоно-дуговой сваркой. После приварки трубок паровое пространство подогревателя вторично подвергается гидроиспытанию, в ходе которого проверяется качество приварки трубок к трубным доскам. Протечки не допускаются. В случае обнаружения течи они устраняются подвальцовкой трубок. По окончании гидроиспытания давление снимают, сливают воду и заглушают сливные отверстия. Из паронита толщиной 2 мм вырезают две прокладки для фланцев крышек камер следующим диаметром:

Тип подогревателя	ПСГ-800	ПСГ-1300	ПСГ-2300	ПСГ-5000
Диаметр прокладок, мм, $D_n / D_{вн}$	1862/1800	2164/2100	2536/2480	3100/3040

Таблица 3.41

Параметры режима гидроиспытаний в зависимости от типа подогревателя

Тип подогревателя	ПСГ-800-3-8-I	ПСГ-1300-3-8-I	ПСГ-1300-3-8-II	ПСГ-2300-2-8-I	ПСГ-2300-3-8-II	ПСГ-5000-2,5-8-I	ПСГ-5000-3,5-8-I	ПСГ-5000-3,5-8-II
Давление*, кгс/см ²	$\frac{6,0}{11,0}$	$\frac{6,0^{+0,5}}{12,0^{+0,5}}$	$\frac{6,0^{+0,5}}{12,0^{+0,5}}$	$\frac{4,0^{+0,5}}{12,0^{+0,5}}$	$\frac{6,0^{+0,5}}{12,0^{+0,5}}$	$\frac{4,6^{+0,5}}{12,0^{+0,5}}$	$\frac{6,5^{+0,5}}{12,0^{+0,5}}$	$\frac{6,0^{+0,5}}{12,0^{+0,5}}$

* В числителе — паровое пространство, в знаменателе — водяное.

Прокладки разрешается изготавливать из нескольких частей (двух и более), соединяя части в местах стыков косым срезом на длине 15—200 мм и промазывая стык железным суриком густотертым (ГОСТ 8866—76). Склеивка стыков проверяется по толщине соседних частей прокладок, разнотолщинность стыков с толщиной основной прокладки допускается в пределах $\pm 0,05$ мм. Далее следует проверить укладку резинового шнура (рис. 3.92) в месте соединения перегородки водяной камеры и крышки. При необходимости шнур заменяют. Места соединений резины склеивают резиновым клеем 88-Н. После этого необходимо вернуть во фланцы корпуса подогревателя шпильки, установить крышки водяных камер, открыть на них люки и проверить герметичность внутренних разъемов водяных камер, уплотняемых резиновым шнуром (см. рис. 3.92), а люки закрыть. Затем необходимо произвести гидроиспытание водяного пространства подогревателя давлением в соответствии с табл. 3.41 с выдержкой 10 мин, проверить внешним осмотром все фланцевые соединения, при необходимости затянуть гайки.

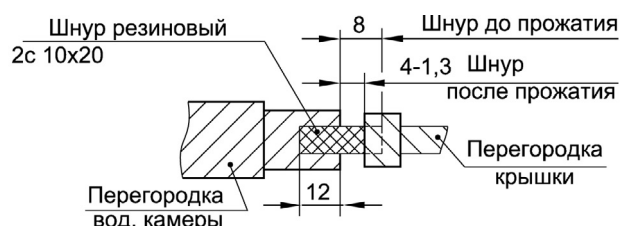


Рис. 3.92. Укладка резинового шнура в месте соединения перегородки водяной камеры и крышки

Основные нормируемые операции для горизонтальных подогревателей сетевой воды [166, 167]:

1. *Снятие крышки входной водяной камеры.* Разболчивание фланцев разъема крышки и входной водяной камеры подогревателя, отворачивание гаек анкерных связей, вворачивание отжимных болтов, настройка такелажа и снятие крышки.
2. *Снятие крышки поворотной водяной камеры.* Разболчивание фланцев разъема крышки и трубной доски поворотной водяной камеры подогревателя, отворачивание гаек анкерных связей, вворачивание отжимных болтов, настройка такелажа и снятие крышки.
3. *Механическая очистка трубок.* Настройка шлангов и гибкого валика с ершом. Очистка внутренних поверхностей трубок. Промывка трубок водой.
4. *Гидроиспытание корпуса.* Разъединение фланцев трубопроводов подвода пара и слива конденсата. Установка заглушек, подсоединение гидропресса. Заполнение парового пространства подогревателя водой, создание необходимого избыточного давления. Осмотр трубных досок, выявление дефектов вальцованных соединений, дренирование воды. Соединение фланцев трубопроводов пара и конденсата.
5. *Ремонт входной водяной камеры и крышки.* Очистка внутренних поверхностей входной камеры и крышки стальными щетками, зачистка уплотнительных поверхностей фланцев разъема крышки с водяной камерой. Ремонт перегородок. Изготовление прокладки и нанесение на нее графита. Прогонка резьбы крепежа, смазка резьбы графитовой эмульсией.
6. *Ремонт крышки поворотной водяной камеры.* Очистка внутренней поверхности крышки поворотной водяной камеры стальными щетками. Зачистка уплотнительных поверхностей разъема крышки с трубной доской. Ремонт перегородок. Изготовление прокладки и нанесение на нее графита. Прогонка резьбы крепежа, смазка резьбы графитовой эмульсией.
7. *Установка крышки поворотной водяной камеры.* Настройка такелажа, подъем и установка крышки поворотной водяной камеры на корпус подогревателя. Сболчивание разъема, установка анкерных связей.
8. *Установка крышки входной водяной камеры.* Настройка такелажа, подъем и установка крышки входной водяной камеры на корпус камеры. Сболчивание разъема, установка анкерных связей.
9. *Вскрытие смотровых люков.* Разболчивание разъемов смотровых люков, снятие люков.
10. *Ремонт и установка смотровых люков.* Зачистка уплотнительных поверхностей люков. Изготовление прокладки, нанесение на них графита. Прогонка резьбы крепежа, смазка резьбы графитовой эмульсией. Установка смотровых люков, сболчивание крепежа.

Таблица 3.42

Нормы времени на ремонт горизонтальных подогревателей сетевой воды

Ремонтное мероприятие	Затраты времени на подогреватель, чел.-ч			
	ПСГ-800	ПСГ-1300	ПСГ-2300	ПСГ-5000
Снятие крышки входной водяной камеры	8,7	10,2	15,4	30,6
Снятие крышки поворотной водяной камеры	8,7	10,2	15,4	30,6
Механическая очистка трубок	55,2	62,8	79,0	—
Опрессовка корпуса	41,0	48,5	59,5	71,9
Ремонт входной водяной камеры	11,4	13,2	19,2	34,5
Ремонт крышки поворотной водяной камеры	8,9	11,0	15,4	30,4
Установка крышки поворотной водяной камеры	10,1	11,6	17,5	35,2
Установка крышки поворотной водяной камеры	10,1	11,6	17,5	35,2
Вскрытие смотровых люков	4,0	4,8	5,6	10,5
Ремонт и установка смотровых люков	9,8	11,2	12,4	29,6
Проверка и ремонт водоуказательных приборов	7,3	7,3	8,0	8,0
Ремонт конденсатосборника	—	—	—	27,5
Итого	175,2	202,4	264,9	344,0

Примечание. Нормы времени в п.п. 1, 2, 7, 8 предусматривают снятие и установку крышек ПСГ с помощью стационарного крана. При использовании временных такелажных приспособлений для снятия и установки крышек ПСГ нормы времени определяются с поправочным коэффициентом 1,65.

Таблица 3.43

Дополнительные работы, выполняемые при ремонте горизонтальных подогревателей сетевой воды

Ремонтное мероприятие	Затраты времени на подогреватель, чел.-ч			
	ПСГ-800	ПСГ-1300	ПСГ-2300	ПСГ-5000
Химическая очистка трубной системы с подготовкой раствора, со сборкой и разборкой схемы для чистки	20,0	22,7	29,5	35,9
Дополнительная развальцовка трубок	1,1	1,1	1,1	1,3
Заглушение дефектных трубок металлическими заглушками	0,4	0,4	0,4	0,5
Гидравлическое испытание трубной системы с установкой заглушек на фланцы патрубков подвода и отвода сетевой воды, сборкой и разборкой схемы для испытания, снятием заглушек после испытания	18,7	21,5	27,0	32,6
Сборка и разборка лесов	—	—	20,3	23,2
Замена трубок (стальных) с вырезкой и удалением старых, зачисткой отверстий в трубных досках, подготовкой и развальцовкой новых	43,7	44,8	45,7	46,8

11. *Проверка и ремонт водоуказательных приборов.* Отворачивание болтов фланцев, снятие и разборка водоуказательной колонки. Разборка клапанов, маркировка и промывка деталей. Притирка уплотнительных поверхностей кранов и плоскости прилегания стекла к рамке. Набивка пазов асбестом. Сборка колонки и закрепление.

12. *Ремонт конденсатосборника.* Вскрытие смотрового люка. Очистка конденсатосборника. Ремонт сепарирующих устройств конденсатосборника. Закрытие смотрового люка.

В табл. 3.42 и 3.43 приведены нормы времени на ремонт горизонтальных подогревателей сетевой воды [166, 167].

Основные нормируемые операции для вертикальных подогревателей сетевой воды [166,167]:

1. *Снятие и ремонт верхней водяной камеры.* Отсоединение колен трубопроводов подвода и отвода сетевой воды от верхнего тройника. Отворачивание колпачковых гаек анкерных связей. Разболчивание горизонтального разъема, вворачивание отжимных болтов, строповка и снятие водяной камеры, кантовка горизонтальным разъемом вверх. Зачистка уплотнительных поясков разъема, изготовление и прографичивание прокладок на горизонтальный разъем камеры и патрубки подвода-отвода сетевой воды. Выкручивание анкерных связей. Калибровка и прографичивание резьбы крепежа.
2. *Определение дефектных трубок трубного пучка.* Сболчивание через промежуточные втулки горизонтального разъема подогревателей, имеющих общее фланцевое соединение корпуса, трубной доски и водяной камеры. Подвод сжатого воздуха в трубопровод подачи пара к подогревателю. Заполнение трубной системы водой до уровня верхней трубной доски. Создание в корпусе давления воздуха, выявление дефектных трубок, выявление дефектов по вальцованным соединениям верхней трубной доски. Дренаживание воды из трубной системы, отключение воздуха.
3. *Снятие трубной системы.* Разболчивание разъема трубной доски и корпуса подогревателя. Освобождение нижней трубной доски в корпусе. Вворачивание отжимных болтов, строповка и извлечение трубной системы из корпуса, установка вертикально в специальное приспособление (стенд). Зачистка уплотнительных поверхностей фланца трубного пучка, изготовление и прографичивание прокладки. Калибровка и прографичивание резьбы крепежа.
4. *Снятие и ремонт нижней водяной камеры.* Подвеска к верхней части приспособления двух ручных талей, строповка нижней водяной камеры. Разболчивание разъема, отворачивание колпачковых гаек анкерных связей. Вворачивание отжимных болтов и опускание корпуса камеры на деревянные брусья. Выкручивание анкерных связей. Удаление отложений на внутренней поверхности камеры. Зачистка уплотнительных поверхностей фланцевого соединения, вырезка и прографичивание прокладки. Подготовка отоженных медных прокладок под колпачковые гайки анкерных связей. Калибровка и прографичивание резьбы крепежа.
5. *Механическая очистка трубок.* Настройка шлангов и гибкого валика с ершом. Чистка ершом внутренних поверхностей трубок подогревателя. Промывка трубок водой.
6. *Определение дефектов по вальцованным соединениям нижней трубной доски.* Выполнение на верхней поверхности нижней трубной доски вокруг трубок подогревателя плотного буртика из влагонепроницаемого материала, пробелка нижней поверхности меловым раствором. Заливка керосином верхней поверхности трубной доски, выдержка, выявление дефектов. Удаление керосина, очистка трубной доски.
7. *Очистка корпуса.* Очистка внутренних поверхностей корпуса подогревателя стальными щетками, промывка и протирка. Зачистка уплотнительной поверхности фланца корпуса.
8. *Зачистка сварных швов корпуса.* Зачистка сварных швов корпуса подогревателя шлифмашинками до металлического блеска.
9. *Установка нижней водяной камеры.* Стropовка, подъем к трубной доске подогревателя и установка нижней водяной камеры. Вворачивание анкерных связей и сболчивание разъема.
10. *Гидроиспытание трубной системы.* Поднятие, установка и сболчивание верхней водяной камеры с трубным пучком. Установка заглушек на фланцы патрубков подвода и отвода сетевой воды, установка на штуцере контрольного манометра. Присоединение к нижней водяной камере трубопровода опрессовки, заполнение трубной системы водой, поднятие прессом давления. Осмотр трубной системы. Дренаживание воды. Снятие заглушек. Разболчивание, строповка и снятие верхней водяной камеры.
11. *Установка трубного пучка в корпус.* Стropовка, подъем и установка трубного пучка в корпусе подогревателя. Сболчивание разъема (для подогревателей с поверхностью нагрева более 200 м²).

12. *Установка верхней водяной камеры.* Строповка, подъем и установка верхней водяной камеры на трубную доску подогревателя. Сболчивание разъема и анкерных связей. Присоединение трубопроводов сетевой воды.
13. *Проверка и ремонт водоуказательных приборов.* Отворачивание болтов фланцев, снятие и разборка водоуказательной трубки или колонки. Разборка кранов, маркировка и промывка деталей. Притирка уплотнительных поверхностей кранов и плоскости прилегания стекла в рамке. Набивка пазов асбестом. Сборка трубки или колонки с установкой прокладок и закрепление.

В табл. 3.44—3.45 приведены нормы времени на ремонт вертикальных подогревателей сетевой воды [166,167].

Таблица 3.44

Нормы времени на ремонт вертикальных подогревателей сетевой воды

Ремонтное мероприятие	Затраты времени на подогреватель, чел,-ч								
	БП-43 ПСТВ-45	БП-65 ПСТВ-63	БО-90 БП-90 ПСТВ-90	БО-130 ПСТВ-125	БП-200 БО-200 ПСТВ-200	БП-300 ПСТВ-315	БО-350	БП-500 ПСТВ-500	БО-550
Снятие и ремонт верхней водяной камеры	5,0	6,1	7,9	7,9	9,5	10,9	12,3	13,0	15,5
Определение дефектных трубок трубного пучка	5,6	7,0	9,0	9,6	10,5	11,0	11,6	12,1	12,6
Снятие трубной системы	3,1	3,7	4,8	5,0	5,9	8,2	8,8	9,8	10,5
Снятие и ремонт нижней водяной камеры	3,5	4,5	6,0	6,0	8,7	10,8	11,5	13,3	15,0
Механическая очистка трубок	9,5	10,6	13,5	17,1	20,6	24,7	29,6	41,7	48,8
Определение дефектов вальцованных соединений нижней трубной доски	3,9	4,8	5,9	6,1	6,6	7,5	7,9	9,0	9,8
Очистка корпуса	7,7	8,0	9,2	9,3	11,2	13,1	14,0	15,0	15,4
Зачистка сварных швов корпуса	5,6	7,0	7,5	8,0	8,5	9,5	10,1	11,0	11,6
Установка нижней водяной камеры	2,0	2,5	3,3	3,4	4,5	5,7	5,8	6,7	7,3
Опрессовка трубной системы	10,5	11,2	13,1	13,4	15,3	16,5	17,0	19,3	21,5
Установка трубного пучка в корпус	1,3	1,5	1,8	2,0	2,3	6,5	7,0	8,2	8,8
Установка верхней водяной камеры	2,7	3,0	4,2	4,2	4,7	6,0	6,2	7,0	7,5
Проверка и ремонт водоуказательных приборов	3,1	3,1	3,1	3,1	6,3	6,3	6,3	6,7	6,7
Итого	63,5	73,0	89,3	95,1	114,6	136,7	148,1	172,8	191,0

Таблица 3.45

Дополнительные работы, выполняемые при ремонте вертикальных подогревателей сетевой воды

Ремонтное мероприятие	Затраты времени на подогреватель, чел.-ч						
	БП-43 ПСТВ-45	БП-65 ПСТВ-63	БО-90 БП-90 ПСТВ-90	БО-130 ПСТВ-125	БП-200 БО-200 ПСТВ-200	БП-300 ПСТВ-315 БО-350	БП-500 ПСТВ-500 БО-550
Химическая очистка трубной системы (со сборкой и разборкой схемы) одного подогревателя	8,7	9,0	9,7	10,2	13,2	14,0	16,0
Дополнительная развальцовка трубок 10 концов	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Заглушение 10 дефектных трубок металлическими заглушками	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Замена трубок с вырезкой и удаление старых, зачистка отверстий в трубных досках, подготовка, установка и развальцовка новых трубок	87,6	126,7	167,3	237,5	347,0	493,0	715,0
Механическая очистка трубок от затвердевших солевых отложений методом сверловки 100 трубок	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	24,0	24,0
Гидравлическое испытание корпуса с установкой и снятием заглушек, сборка и разборка схемы для испытания	12,3	13,5	15,5	15,7	19,5	22,7	25,8

Основные нормируемые операции при капитальном ремонте подогревателей сетевой воды:

1. *Удаление старых трубок трубной системы.* Обрезка трубок у верхней и нижней трубных досок и у промежуточных трубных перегородок, удаление обрезков. Выбивка оставшихся концов трубок (колокольчиков) из отверстий нижней и верхней трубных досок.
2. *Подготовка новых трубок.* Обрезка трубок по шаблону. Испытание на гидравлическом стенде. Зачистка концов абразивным порошком.
3. *Установка новых трубок.* Проверка калибром диаметра отверстий в трубных досках и промежуточных перегородках. Зачистка отверстий в трубных досках и перегородках. Установка трубок в трубный пучок, выравнивание концов. Вальцевание выровненных концов. Подрезка и продувка сжатым воздухом противоположных концов трубок и их вальцевание.
4. *Проверка герметичности вальцованных соединений.* Установка трубного пучка вертикально на специальную подставку. Выполнение на верхней поверхности нижней трубной доски вокруг трубок плотного буртика из влагонепроницаемого материала, пробелка нижней поверхности меловым раствором. Заливка верхней поверхности трубной доски керосином, выдержка, выявление дефектов. Удаление керосина, очистка трубной доски. Кантовка трубного пучка верхней трубной доской вниз, повторение указанных операций со второй трубной доской. Устранение дефектов вальцованных соединений.

В табл. 3.46—3.47 приведены нормы времени на капитальный ремонт вертикальных подогревателей сетевой воды [166, 167].

Таблица 3.46

Нормы времени на капитальный ремонт вертикальных подогревателей сетевой воды

Ремонтное мероприятие	Затраты времени на подогреватель, чел.-ч								
	БП-43 ПСТВ-45	БП-65 ПСТВ-63	БО-90 БП-90 ПСТВ-90	БО-130 ПСТВ-125	БП-200 БО-200 ПСТВ-200	БП-300 ПСТВ-315	БО-350	БП-500 ПСТВ-500	БО-550
Удаление старых трубок трубной системы	19,3	24,5	33,4	47,5	68,5	83,4	91,8	131,7	145,0
Подготовка новых трубок	12,3	18,5	24,7	35,9	51,7	70,3	76,6	112,0	121,0
Установка новых трубок	36,3	54,9	72,5	109,4	160,9	208,5	227,3	331,7	364,2
Проверка герметичности вальцованных соединений	9,4	11,7	13,3	13,8	15,3	19,4	20,0	23,3	14,0
Итого	77,7	109,6	143,9	206,6	296,4	381,6	415,7	598,7	654,2

Таблица 3.47

Нормы времени на дополнительные работы, выполняемые при капитальном ремонте вертикальных подогревателей сетевой воды

Ремонтное мероприятие	Затраты времени на подогреватель, чел.-ч						
	БП-43 ПСТВ-45	БП-65 ПСТВ-63	БО-90 БП-90 ПСТВ-90	БО-130 ПСТВ-125	БП-200 БО-200 ПСТВ-200	БП-300 ПСТВ-315 БО-350	БП-500 ПСТВ-500 БО-550
Замена одной верхней трубной доски (вырезка старой, установка и приварка к каркасу новой трубной системы)	7,2	8,4	11,0	11,6	26,2	18,8	23,2
Замена одной нижней трубной доски (снятие старой, установка на каркас новой трубной доски)	1,8	2,3	2,9	3,0	3,7	4,6	6,0
Замена в подогревателе промежуточных трубных перегородок (вырезка старых, установка, центровка и приварка к каркасу новых трубных перегородок)	37,5	16,4	36,8	21,4	25,9	44,1	49,2

3.5.4. Маслоохладители

Для ремонта маслоохладителя из корпуса после разборки водяных камер вынимается вся трубная система. Очистка трубок со стороны воды при мягких отложениях производится обычно с помощью шомполов, имеющих на конце резиновые и волосяные щетки или обмотку из тряпок, после чего трубки промываются водой под давлением. Для этой же цели при твердых отложениях может быть применен химический способ очистки трубок.

Наибольшую трудность представляет очистка маслоохладителя с масляной стороны. Между трубками за время эксплуатации накапливается трудно удаляемый обычными способами шлам, что обусловлено плотной компоновкой трубок в трубном пучке. Обычными способами очистки трубок с масляной стороны является промывка горячим конденсатом ($60\text{--}70^\circ\text{C}$) или обдувка трубок насыщенным паром. На некоторых электростанциях очистка трубок маслоохладителей производится погружением в ванну с 5—8%-ным раствором едкого натра (каустической соды), который обладает хорошими моющими свойствами; такая очистка не может быть рекомендована, если не будет обеспечено полное удаление остатков щелочи. Промывка остатков щелочи производится горячим конденсатом до получения нейтральной реакции промывочных вод. Более быстрым и эффективным способом является погружение трубного пучка маслоохладителя после продувки его паром в ванну с кипящим 5%-ным раствором тринатрийфосфата, где он выдерживается в течение 10—15 мин, затем пучок трубок подвергается самой тщательной промывке, при которой должны быть полностью удалены остатки тринатрийфосфата.

Эффективно применение и дихлорэтана при циркуляции через заполненный им маслоохладитель при помощи центробежного электронасоса (рис. 3.93). По этой схеме в неразобранный маслоохладитель 1 с помощью переносного центробежного электронасоса 2 производится закачка дихлорэтана из бака 3. Полнота заливки масляной камеры контролируется по открытому пробковому крану 4, обычно имеющемуся на крышке маслоохладителя для спуска воздуха. После заливки дихлорэтана производится переключение схемы согласно рис. 3.93, б, и насос 2 включается для циркуляции дихлорэтана в маслоохладителе в течение 0,5—1 ч. После спуска загрязненного дихлорэтана обратно в бачок 3 маслоохладитель заполняется горячим конденсатом ($60\text{--}70^\circ\text{C}$), который прокачивается через маслоохладитель по той же схеме; при этом несколькими сменами конденсата добиваются полного удаления остатков грязи и следов дихлорэтана из маслоохладителя, после чего конденсат полностью сливается. После промывки для предохранения чистой металлической поверхности трубок от окисления их следует ополоснуть турбинным маслом.

После очистки по водяной стороне маслоохладитель должен быть подвергнут гидравлическому испытанию, так как иногда при очистке трубок шомполами или выбивании из них застрявших мелких камней и щепы случаются повреждения трубок. Для испытания вместо нижней водяной камеры маслоохладителя при его сборке ставится специально приспособленный для этой цели фланец, а у верхней водяной камеры снимается крышка. Такая сборка маслоохладителя позволяет осматривать обе трубные доски при опрессовке. Ручной пресс присоединяется к одному патрубку масляной камеры, а другой патрубок заглушается, после чего прессом поднимают давление в маслоохладителе на $0,5\text{ кгс/см}^2$ выше, чем рабочее давление масла. Тщательным осмотром выявляются все дефектные трубки, дефекты в местах вальцевания трубок

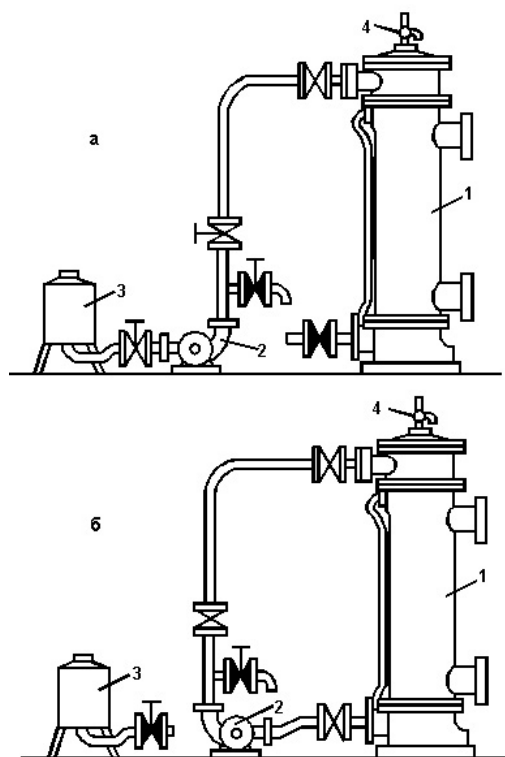


Рис. 3.93. Очистка маслоохладителя с циркуляцией растворителя:

а — схема заливки растворителя в маслоохладитель, б — схема циркуляции растворителя через маслоохладитель; 1 — маслоохладитель, 2 — электронасос, 3 — бак с растворителем, 4 — воздушный кран

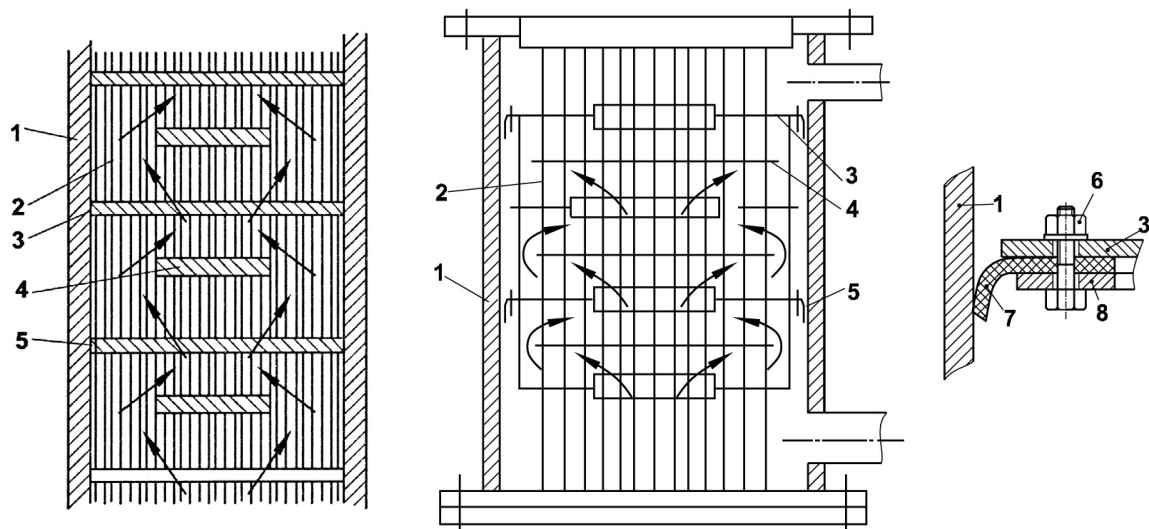


Рис. 3.94. Устранение увеличенных зазоров между корпусом и перегородками трубной системы маслоохладителя:

1 — корпус маслоохладителя, 2 — трубная система, 3 — кольцевая перегородка, 4 — дисковая перегородка, 5 — место установки уплотнения, 6 — крепеж, 7 — маслостойкая резина (фторопласт), 8 — кольцо

и в анкерных болтах. Протечки в местах вальцевания устраняются подвальцовкой этих трубок, а дефекты в анкерных болтах — подмоткой под шайбы болтов льна, пропитанного белилами или суриком, разведенным вареным маслом. Дефектные трубки заменяются новыми. При отсутствии трубок и в случаях срочной необходимости включения маслоохладителя в работу неисправные трубки временно заглушаются пробками с конусом (см. рис. 3.63). Число заглушенных трубок не должно превышать 10 % от всего числа трубок; при ремонте все поврежденные и заглушенные трубки должны быть сменены. Новые трубки должны иметь длину на 5 мм больше расстояния между внешними поверхностями трубных досок, чтобы над каждой трубной доской выступал конец трубки в 2—3 мм. Трубки не должны иметь вмятин и забоин, а их концы должны быть хорошо закруглены и запилены от заусениц. Несоблюдение этих условий может вызвать застревание трубок в промежуточных перегородках, находящихся между трубными досками. После зачистки гнезд в трубных досках наждачной бумагой трубки заколачиваются на место легкими ударами деревянного молотка и тщательно развальцовываются. Затем должно быть произведено повторное гидравлическое испытание. Гидравлическое испытание в эксплуатации при остановленной турбине может быть для ускорения произведено без выемки трубной системы. Для этого снимается крышка верхней водяной камеры, и водяная часть маслоохладителя заливается водой до уровня верхней трубной доски, после чего запуском вспомогательного масляного насоса создается нормальное давление с масляной стороны. Эта проверка никакой опасности для трубок не представляет, а вместе с тем любой дефект трубок или сальников при этом обнаруживается по появляющимся на поверхности воды следам масла.

В случае если в процессе эксплуатации при исправном и чистом маслоохладителе наблюдается его неудовлетворительная работа, при которой за маслоохладителем устанавливается высокая температура масла, необходимо при ремонте проверить, не происходит ли это из-за внутренних протечек масла через щели между отдельными перегородками и корпусом. Наличие зазора между кольцевыми перегородками трубной системы и корпусом, превышающего 1,0—1,5 мм на сторону, приводит к ухудшению работы маслоохладителя, так как часть масла

Таблица 3.48

Нормы времени на ремонт маслоохладителей

Ремонтное мероприятие	Затраты времени на маслоохладитель, чел.-ч			
	МП-21	МП-37	МП-45	МП-60/65
Разборка маслоохладителя	14	14	8	16
Очистка маслоохладителя	24	24	28	26
Сборка маслоохладителя	24	20	12	24
Замена трубок:				
до 20 шт.	13	13	13	13
более 20 шт.	4	4	4	4
Дополнительная развальцовка 10 трубок	8	8	8	8
Замена трубного пучка	15	15	15	15
Замена старого маслоохладителя с монтажом нового и гидроопрессовкой	50	50	50	50

движется по периферии трубного пучка и выходит горячей через верхний патрубок корпуса. Это вызывает уменьшение скорости основного потока масла, движущегося между трубками, ухудшение теплопередачи и общее снижение охлаждающей способности маслоохладителя. Устранение увеличенных зазоров между корпусом и перегородками может быть достигнуто установкой специальных колец из маслостойкой резины или фторопласта между корпусом и промежуточными перегородками (рис. 3.94). В маслоохладителях типа МП-37 важно убедиться также в надлежащей установке и уплотнении мундштука в кожухе на входе масла [13].

Одновременно с ремонтом маслоохладителя необходимо разобрать, прочистить, проверить на герметичность все задвижки на трубопроводах к маслоохладителю во избежание их пропусков и заеданий при эксплуатации.

Основные операции, нормируемые при ремонте маслоохладителей:

1. *Разборка.* Слить масло. Отсоединить водяной коллектор. Застопорить и снять маслоохладитель. Снять верхнюю водяную камеру и ее крышку. Снять уплотнение и вынуть трубный пучок. Перенести корпус и трубный пучок на ремонтную площадку.
2. *Очистка.* Провести химическую очистку и продувку паром трубного пучка. Выполнить механическую очистку деталей, внутренней поверхности маслоохладителя. Подготовить прокладки.

В табл. 3.48 приведены нормы времени на ремонт маслоохладителей [160—162, 166, 167].

Глава 4

ТРУБОПРОВОДЫ И АРМАТУРА

4.1. Общие положения. Основные факторы, влияющие на эксплуатационное состояние трубопроводов

4.1.1. Классификация трубопроводов

Трубопроводы тепловой электростанции можно классифицировать по следующим основным группам [1, 9, 16, 18, 19].

Паропроводы высокого давления перегретого пара служат для подачи пара от котельных агрегатов к турбинам, а также к редукционно-охладительным установкам, турбоприводам питательных насосов и другим потребителям свежего пара.

Паропроводы низкого давления служат для соединения точек отборов пара из турбин с различными потребителями пара: паропреобразователями, испарителями, редукционно-охладительными установками, подогревателями сетевой воды, деаэраторами, подогревателями питательной воды, оборудованием водоподготовки и т. д. В систему паропроводов низкого давления включаются также трубопроводы пара из сепараторов непрерывной продувки, пара после редукционных клапанов, а также вторичного пара паропреобразователей и испарителей, пара от турбоприводов питательных насосов и т. д.

Трубопроводы теплофикационные включают в себя паропроводы для подачи пара к подогревателям сетевой воды, паропреобразователям и внешним потребителям.

Трубопроводы конденсатные предназначены для отвода конденсата из конденсаторов турбин, подогревателей сетевой воды, испарителей и паропреобразователей, а также от внешних потребителей пара в питательные баки и деаэраторы станции.

Трубопроводы питательные высокого и низкого давления служат для подачи воды после ее обработки и деаэрации от деаэраторных баков к котельным агрегатам. В группу питательных трубопроводов высокого давления входят трубопроводы от питательных баков деаэрированной воды до питательных насосов; напорные трубопроводы от питательных насосов до подогревателей высокого давления; трубопроводы от ПВД до магистрали в котельной и отводы от магистрали к котлам; обводная линия «холодного» питания подогревателей высокого давления. К питательным трубопроводам низкого давления относятся трубопроводы подачи основного конденсата от конденсатора до деаэратора.

Трубопроводы добавочной воды предназначены для подачи воды в систему водоподготовки, а оттуда — в баки и деаэраторы станции.

Трубопроводы циркуляционные служат для подачи и отвода охлаждающей воды, прокачиваемой насосами через конденсаторы, маслоохладители турбин и газо- или воздухоохладители генераторов. Эти трубопроводы соединяют указанные устройства с внешними сооружениями водоснабжения (приемными и сбросными устройствами, брызгальными бассейнами, градирнями, водоемами).

Трубопроводы дренажные, сливные и спускные весьма разнообразны по назначению, параметрам теплоносителей и включают в себя ряд отдельных систем, служащих для отвода конденсата, образующегося при охлаждении и пуске паропроводов, и его дальнейшего использования; для слива воды из отдельных аппаратов и баков при их опорожнении с выпуском в канализацию или использованием в системе водоподготовки и т. д.; для удаления загрязненных вод водоочистительных устройств и др. в канализацию.

Трубопроводы непрерывной продувки соединяют солевые отсеки котлов (а также испарителей и паропреобразователей) с сепараторами и теплообменниками продувки, а также трубопроводы для отвода сепарированного пара и воды из теплообменников.

Трубопроводы охлаждения механизмов собственных нужд станции служат для отвода нагретого теплоносителя от подшипников дымососов, мельниц и др.

Трубопроводы гидрозолоудаления предназначены для подачи, отвода и рециркуляции воды, идущей на систему гидрозолоудаления.

Трубопроводы выхлопные служат для отвода в атмосферу пара от предохранительной арматуры (предохраняющей котлы, турбины и аппараты при чрезмерном повышении давления), от баков, где может происходить испарение воды.

Маслопроводы используются для подачи масла на системы регулирования турбин, на смазку и охлаждение подшипников турбин и механизмов, для отвода масла от подшипников. Кроме того, маслопроводы связывают маслохозяйство электростанции с масляными баками агрегатов.

Трубопроводы химводоочистки предназначены для соединения аппаратуры, насосов и баков химводоочистки между собой и для транспортирования воды от химводоочистки к главному корпусу.

Мазутопроводы включают в себя трубопроводы для соединения мазутных баков с насосами, аппаратуры мазутонасосной и подачи мазута от мазутонасосной к форсункам котлов.

Газопроводы природного газа служат для подачи природного газа от газораспределительного пункта (ГРП) к горелкам котлов.

К прочим служебным трубопроводам относятся трубопроводы технической воды, водорода, кислорода, ацетилена, сжатого воздуха, пожарные, хозяйственно-питьевые и др.

4.1.2. Категории трубопроводов

Согласно [169] все технологические трубопроводы, в зависимости от класса опасности транспортируемого вещества (взрыво-, пожароопасность и вредность), подразделяются на группы (А, Б, В), а в зависимости от рабочих параметров среды (давления и температуры) — на пять категорий (I, II, III, IV, V).

Классификация технологических трубопроводов по категориям приведена в табл. 4.1 [169]. Обозначение группы определенной транспортируемой среды включает в себя обозначение группы среды (А, Б, В) и обозначение подгруппы (а, б, в), отражающее класс опасности вещества. Обозначение группы трубопровода в общем виде соответствует обозначению группы транспортируемой среды, например, «трубопровод группы А (б)» обозначает трубопровод, по которому транспортируется среда группы А подгруппы (б).

Трубопроводы ТЭС, транспортирующие водяной пар рабочим давлением более 0,07 МПа или горячую воду температурой свыше 115 °С, в соответствии с [169], делятся на четыре категории в зависимости от параметров протекающей по ним среды (табл. 4.2).

При определении категории трубопровода, согласно [169], рабочими параметрами транспортируемой среды следует считать:

- для паропроводов от котлов — давление и температуру пара по их номинальным значениям на выходе из котла (за пароперегревателем);
- для паропроводов от турбин, работающих с противодавлением — максимально возможное давление в противодавлении, предусмотренное техническими условиями на поставку турбины, и максимально возможную температуру пара в противодавлении при работе турбины на холостом ходу;
- для паропроводов от нерегулируемых и регулируемых отборов пара турбины (в том числе для паропроводов промежуточного перегрева) — максимально возможные значения давления и температуры пара в отборе (согласно данным завода — изготовителя турбины);

Таблица 4.1

Классификация технологических трубопроводов

Группа		Категория трубопроводов									
		I		II		III		IV		V	
	Транспортируемые вещества	$P_{расч}^2$ (кгс/см ²)	$t_{расч}^2$ °C	$P_{расч}^2$ МПа (кгс/см ²)	$t_{расч}^2$ °C	$P_{расч}^2$ МПа (кгс/см ²)	$t_{расч}^2$ °C	$P_{расч}^2$ МПа (кгс/см ²)	$t_{расч}^2$ °C	$P_{расч}^2$ МПа (кгс/см ²)	$t_{расч}^2$ °C
А	Вещества с токсичным действием	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	а) чрезвычайно высокоопасные вещества классов 1, 2	Независимо	Независимо	—	—	—	—	—	—	—	—
	б) умеренно опасные вещества класса 3	Свыше 2,5 (25)	Свыше 300 и ниже —40	Вакуум от 0,08 (0,8) (абс) до 2,5 (25)	От —40 до 300	—	—	—	—	—	—
		Вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	Независимо	—	—	—	—	—	—	—	—
Б	Взрыво- и пожароопасные вещества	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	а) горючие газы (ГГ), в том числе сжиженные углеводородные газы (СУГ)	Свыше 2,5 (25)	Свыше 300 и ниже —40	Вакуум от 0,08 (0,8) (абс) до 2,5 (25)	От —40 до 300	—	—	—	—	—	—
		Вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	Независимо	—	—	—	—	—	—	—	—
	б) легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ)	Свыше 2,5 (25)	Свыше 300 и ниже —40	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	От 120 до 300	До 1,6 (16)	От —40 до 120	—	—	—	—
В	в) горючие жидкости (ГЖ)	Вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	Независимо	Вакуум выше 0,08 (0,8) (абс)	От —40 до 300	—	—	—	—	—	—
		Свыше 6,3 (63)	Свыше 350 и ниже —40	Свыше 2,5 (25) до 6,3 (63)	Свыше 250 до 350	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	Свыше 120 до 250	До 1,6 (16)	От —40 до 120	—	—
		Вакуум ниже 0,003 (0,03) (абс)	То же	Вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	То же	Вакуум до 0,08 (0,8) (абс)	От —40 до 250	—	—	—	—
	Трудногорючие (ТГ) и негорючие вещества (НГ)	Вакуум ниже 0,003 (0,03) (абс)	—	Свыше 6,3 (63) вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	Свыше 350 до 450	Свыше 2,5 (25) до 6,3 (63)	От 250 до 350	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	Свыше 120 до 250	До 1,6 (16)	От —40 до 120

Таблица 4.2

Категории и группы трубопроводов

Категория трубопроводов	Группа	Рабочие параметры среды	
		Температура, °C	Давление, МПа (кгс/см ²)
I	1	Свыше 560	Не ограничено
	2	Свыше 520 до 560	Не ограничено
	3	Свыше 450 до 520	Не ограничено
	4	До 450	Более 8,0 (80)
II	1	Свыше 350 до 450	До 8,0 (80)
	2	До 350	Более 4,0 (40) до 8,0 (80)
III	1	Свыше 250 до 350	До 4,0 (40)
	2	До 250	Более 1,6 (16) до 4,0 (40)
IV		Свыше 115 до 250	Более 0,07 (0,7) до 1,6 (16)

- для паропроводов от редуцированных и редуционно-охладительных установок — максимально возможные значения давления и температуры редуцированного пара, принятые в проекте установки;
- для трубопроводов питательной воды повышенного давления после деаэраторов — номинальное давление воды с учетом гидростатического давления столба жидкости и температуры насыщения в деаэраторе;
- для трубопроводов питательной воды после питательных насосов и подогревателей высокого давления (ПВД) — наибольшее давление, создаваемое в напорном трубопроводе питательным электронасосом при закрытой задвижке и максимальном давлении на всасывающей линии насоса (при использовании питательных насосов с турбоприводом и электронасосов с гидромуртой — 1,05 номинального давления насоса), и максимальную расчетную температуру воды за последним ПВД;
- для подающих и обратных трубопроводов водяных тепловых сетей — наибольшее возможное давление и максимальную температуру воды в подающем трубопроводе с учетом работы насосных подстанций на трассе и рельефа местности.

При определении категории трубопроводов в случаях, когда давление и температура протекающей среды отличны от приведенных в табл. 4.2, исходят из наибольшего значения параметра. Если значения параметров среды находятся в разных категориях, то трубопровод следует отнести к категории, соответствующей максимальному значению параметра среды (рис. 4.1).

Категория трубопровода, определенная по рабочим параметрам среды на входе в него (при отсутствии на нем устройств, изменяющих эти параметры), относится ко всему трубопроводу независимо от его протяженности и должна быть указана в проектной документации.

Согласно [170] трубопроводы, транспортирующие газ (газопроводы), также подразделяются на четыре категории в зависимости от рабочего давления:

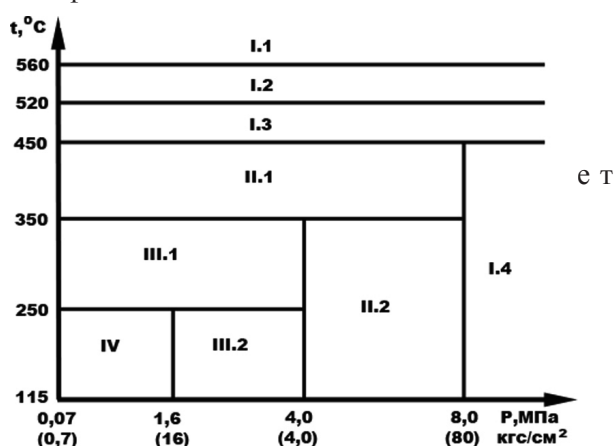


Рис. 4.1. Классификация трубопроводов по категориям

- высокого давления I категории — от 0,6 до 1,2 МПа включительно;
- высокого давления II категории — от 0,3 до 0,6 МПа включительно;
- среднего давления III категории — от 0,005 до 0,3 МПа включительно;
- низкого давления IV категории — до 0,005 МПа включительно.

Газопроводы на территории тепловых электрических станций, транспортирующие газ высокого давления свыше 1,2 МПа к газотурбинным и парогазовым установкам, относятся к I категории.

4.1.3. Условный проход трубопроводов

Номенклатура труб, изготавливаемых промышленностью, очень велика и характеризуется наружным диаметром D_n и толщиной стенки S .

При выборе трубы ее размеры определяются расчетом. При этом диаметр трубы зависит от количества протекающей среды и скорости ее протекания в трубопроводе, а толщина стенки — от механической прочности материала при заданных температуре и давлении среды в трубопроводе, а также от диаметра трубопровода. Следовательно, труба при одном и том же наружном диаметре D_n может иметь различные внутренние диаметры $D_{вн}$.

Для унификации диаметров труб, фасонных частей, арматуры и фланцев введено понятие *условный проход (диаметр)*, имеющий обозначение D_y . Под условным проходом труб, фасонных частей, фланцев и арматуры следует понимать номинальный внутренний диаметр, выраженный целым числом.

В соответствии с [171] установлены следующие условные проходы труб, фасонных частей арматуры и фланцев: 6, 10, 15, 20, 25, 32, 40, 50, 65, 80, 100, 125, 150, 175, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 800, 1000, 1200, 1400, 1600, 2000, 2400, 2800, 3000, 3400, 4000 мм.

При выборе трубы для трубопровода под условным проходом понимают ее расчетный округленный внутренний диаметр [172]. Например, для труб с наружным диаметром 219 мм и толщиной стенки 6 и 16 мм, внутренний диаметр которых соответственно равен 207 и 187 мм, в обоих случаях за условный проход принимают ближайший из унифицированного ряда D_y , т. е. 200 мм.

Характеристики труб, применяемых на ТЭС для трубопроводов высокого давления, представлены в табл. ПЗ.1 и ПЗ.2 (Приложение 3).

4.1.4. Условные, рабочие и пробные давления для арматуры и соединительных частей трубопроводов

Как показано выше, условия работы стационарных трубопроводов характеризуются и сочетанием температуры и давления транспортируемого по ним теплоносителя. С повышением температуры теплоносителя, протекающего по трубопроводу, механическая прочность деталей трубопровода понижается, причем для деталей, изготовленных из чугуна, при температуре среды свыше 120 °С, а из сталей — свыше 200 °С. В связи с этим в случае превышения указанных температур допускается длительная работа трубопровода только с определенным давлением теплоносителя, выбранным в зависимости от его температуры.

Для учета изменения прочности деталей и арматуры трубопроводов под действием избыточного давления введены понятия *рабочего*, *условного* и *пробного* давлений [169].

Рабочее давление в элементе трубопровода принимается равным максимальному избыточному давлению среды на входе в элемент, определяемому по рабочему давлению трубопровода с учетом гидродинамического сопротивления и гидростатического давления и обеспечивающему длительную работу арматуры и соединительных частей трубопровода при рабочей температуре теплоносителя. По величине рабочего давления теплоносителя в элементе трубопровода определяется область применения материала.

Условное давление — это наибольшее избыточное рабочее давление среды (теплоносителя) при температуре теплоносителя 20 °С, обеспечивающее длительную надежную работу труб

и элементов трубопроводов из соответствующего материала. При этом давлении обеспечивается длительная работа арматуры и деталей трубопровода, имеющих заданные размеры, обоснованные расчетом на прочность при выбранных материалах и характеристиках их прочности, которые соответствуют температуре 20 °С. Например, для арматуры и трубопроводов из стали 20, работающих при избыточном давлении 4 МПа и транспортирующих вещество при температуре 20 °С, условное давление $P_y = 4$ МПа, а при температуре 350 °С $P_y = 6,3$ МПа.

Условные давления служат для выбора материала и конструкции трубопровода в зависимости от давления и температуры протекающей среды, и именно эти параметры положены в основу стандартизации деталей трубопроводов.

Для сокращения числа типоразмеров арматуры и соединительных частей трубопроводов в [173] установлен *унифицированный ряд условных давлений*: 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10,0; 16,0; 20,0; 25,0; 32,0; 40,0; 50,0; 63,0; 80,0; 100,0; 160 и 250 МПа.

Пробное давление — это избыточное давление среды, при котором должно производиться гидравлическое испытание трубопровода или его фасонной части (детали) на прочность и герметичность соединения.

На трубопроводы и трубы требования ГОСТа [173] не распространяется, но являются рекомендуемыми, величины условного и пробного давлений для них устанавливаются проектом или технической документацией. Значения условного, пробного и рабочего давлений для арматуры и трубопроводов ТЭС приведены в табл. ПЗ.3.

Кроме указанных выше, для трубопроводов существуют также понятия *расчетного и разрешенного давлений*.

Под *расчетным давлением* понимается максимальное избыточное давление среды в детали, на которое производится расчет прочностных характеристик при обосновании основных размеров, обеспечивающих надежную эксплуатацию в течение расчетного ресурса.

Разрешенное давление — это максимально допустимое избыточное давление среды в трубопроводе или его фасонной детали, установленное по результатам технического освидетельствования или контрольного расчета на прочность.

Обычно заводом-изготовителем выплавляются и выдавливаются на корпусах значения условных давлений, рабочих давлений и температур и пробных давлений. На арматуре, изготовленной из чугуна, во время отливки наплавляется только значение условного давления.

В зависимости от материала, из которого изготовлены корпуса арматуры, а также давления и температуры среды для изделий вводятся дополнительные обозначения. Так, арматура, изготовленная из углеродистых сталей на условное давление 10,0 МПа, имеет обозначение $P_y 10,0$; на рабочее давление 16,0 МПа — $P_{\text{раб}} 16,0$; на пробное давление 25,0 МПа — $P_{\text{пр}} 25,0$. Соответственно арматура, изготовленная из хромомolibденовой стали, имеет обозначения: $P_y 10,0$ ХМФ, $P_{\text{раб}} 16,0$ ХМФ и $P_{\text{пр}} 25,0$ ХМФ. Арматура, изготовленная из чугуна на условное давление 2,5, рабочее 2,0 и пробное 3,8 МПа, маркируется $P_y 2,5$ ч, $P_{\text{раб}} 2,0$ ч и $P_{\text{пр}} 3,8$ ч; из бронзы — $P_y 2,5$ ц, $P_{\text{раб}} 2,0$ ц и $P_{\text{пр}} 3,8$ ц. Арматура, изготовленная на рабочее давление 25,0 МПа и температуру 400 °С, маркируется: $P_{\text{раб}} 25,0$; 400.

4.1.5. Факторы, влияющие на эксплуатационное состояние трубопроводов

Трубопроводы тепловых электростанций работают в сложных условиях. Во время работы оборудования элементы трубопроводов находятся под постоянной нагрузкой от действия следующих факторов:

- давления теплоносителя;
- массы металла труб, арматуры, теплоносителя, теплоизоляции;
- теплового удлинения;
- вибрационных нагрузок.

Кроме того, в материалах деталей трубопроводов могут возникать периодические нагрузки от неравномерного нагрева, защемления подвижных опор, чрезмерного трения в подвижных опорах трубопроводов.

Нагрузки от массы металла труб и теплоизоляции, внутреннего давления среды и давления ветра являются распределенными нагрузками, а нагрузки от массы арматуры и металлоконструкций — сосредоточенными. Нагрузки от тепловых удлинений возникают в ветвях и опорах трубопроводов и всегда имеют сосредоточенный характер.

Нагрузки от давления теплоносителя относятся к внутренним нагрузкам, а нагрузки от массы среды, тепловых удлинений, вибрации, натяжки трубопроводов, распора встроенных в трубопровод компенсаторов, а также ветровые нагрузки и давление грунта (в случае прокладки трубопровода в земле) — к внешним.

4.1.6. Арматура и дистанционные приводы

Арматурой называют устройства, устанавливаемые на трубопроводах, котлах, аппаратах, емкостях и других установках и предназначенные для управления потоками теплоносителей. Помимо этого арматура выполняет ряд других функций, как, например, предохранение трубопроводов и аппаратов от разрушения при возможном изменении номинальных параметров теплоносителя, выпуск теплоносителя из системы и наблюдение за уровнем теплоносителя в сосудах.

В зависимости от условного давления арматуру подразделяют на вакуумную (абсолютное давление среды ниже 0,1 МПа); низкого давления (избыточное давление от 0 до 1,6 МПа); среднего давления (избыточное давление от 1,6 до 10 МПа); *высокого давления* (избыточное давление от 10 до 80 МПа).

По области применения арматуру подразделяют на энергетическую (пароводяную), газовую, нефтяную и химическую.

По функциональному назначению арматура подразделяется на основные классы:

- запорная;
- регулирующая;
- предохранительная;
- защитная;
- фазоразделительная;
- контрольная.

Запорная арматура — задвижки, вентили, краны, поворотные затворы — служит для периодического полного закрытия или открытия прохода для потока теплоносителя и может находиться только в полностью закрытом или открытом положении. Она имеет наиболее широкое применение и составляет обычно около 80 % всего количества применяемых изделий. К запорной арматуре относят и пробно-спускную или контрольно-спускную арматуру, используемую для проверки уровня жидкости в емкостях, отбора проб, выпуска воздуха из верхних полостей, дренажа и т. д.

Регулирующая арматура служит для изменения или поддержания в трубопроводе или резервуаре параметров теплоносителя и его расхода¹. В состав регулирующей арматуры входят регулирующие вентили, клапаны, регуляторы давления и регуляторы уровня, регулирующие краны и редуцирующая арматура, предназначенная для значительного снижения давления среды, а также редуцирующе-охладительные установки (РОУ и БРОУ), обеспечивающие снижение давления и температуры теплоносителя.

Предохранительная арматура предназначена для защиты оборудования от аварийного повышения давления в обслуживаемой системе. К предохранительной арматуре относятся предохранительные клапаны, импульсные предохранительные устройства и мембранные разрывные устройства.

Защитная (отсечная) арматура предназначена для предотвращения аварийных изменений параметров теплоносителя (давления, направления потока). К защитной арматуре относятся быстродействующие отсечные клапаны, обратные клапаны и отключающие устройства.

¹ Регулирующая арматура не может использоваться в качестве запорной!

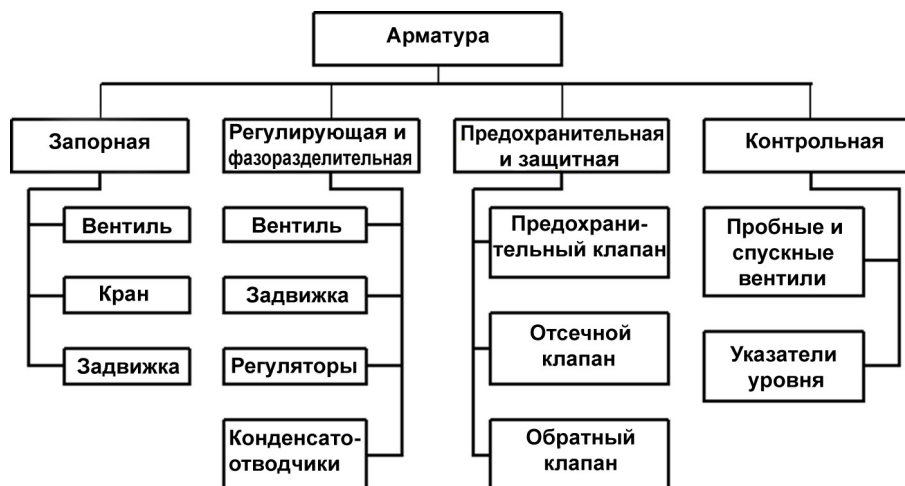


Рис. 4.2. Классификация арматуры по назначению

Различие между предохранительной и защитной арматурой заключается в том, что при возникновении аварийного состояния оборудования предохранительная арматура открывается для выпуска теплоносителя, а защитная закрывается, отсекая защищаемый участок от остальной части трубопровода.

Контрольная арматура служит для контроля наличия теплоносителя или его уровня; к контрольной арматуре относятся пробные и спускные вентили (или краны), указатели уровня.

Фазоразделительная арматура предназначена для автоматического разделения теплоносителей в зависимости от их фазы. К ней относятся конденсатоотводчики. Фазоразделительную арматуру можно отнести и к регулирующей арматуре.

Схема классификации основных видов арматуры приведена на рис. 4.2.

Каждый класс арматуры, в зависимости от принципа ее действия и управления, подразделяется на две группы:

- Приводная арматура, работающая при помощи привода (ручного, механического, электрического, электромагнитного, гидравлического, пневматического и др.).
- Автоматическая арматура, приводимая в действие автоматически, непосредственно потоком рабочей среды или изменением ее параметров. К автоматически действующей арматуре относятся обратные клапаны, импульсные, предохранительные и перепускные клапаны, регуляторы уровня, конденсатоотводчики.

По характеру движения затвора арматуру можно классифицировать следующим образом:

- вентили (рис. 4.3, а), в которых затвор перемещается вдоль оси прохода среды;

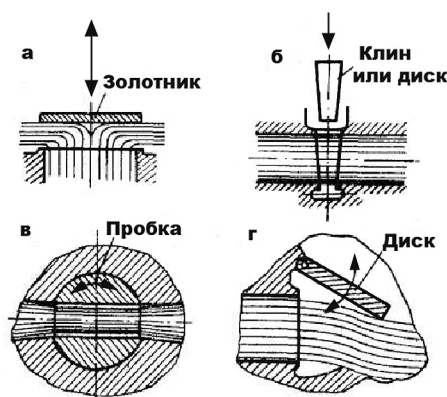


Рис. 4.3. Основные типы арматуры: а — вентили, б — задвижки, в — краны, г — клапаны

- задвижки (рис. 4.3, б), в которых затвор перемещается перпендикулярно оси прохода среды;
- краны (рис. 4.3, в), в которых затвор, имеющий форму пробки, поворачивается вокруг своей оси;
- клапаны (рис. 4.3, г), в которых затвор, имеющий форму диска, поворачивается вокруг своей оси.

В зависимости от конструкции присоединительных патрубков арматура подразделяется на фланцевую, муфтовую, цапковую, штуцерную и «под приварку».

По способу герметизации штока арматура подразделяется на сальниковую, сальфонную, мембранную и шланговую. В сальниковой арматуре герметичность соединения штока в крышке или корпусе по отношению к внешней среде обеспечивается сальниковой набивкой. В сальфонной арматуре герметичность по отношению к внешней среде обеспечивается сальфоном. Некоторые конструкции арматуры могут иметь дублирующий сальник с целью повышения надежности и безопасности работы. Мембранной является арматура, в которой герметичность обеспечивается мембраной. В некоторых конструкциях мембрана является одновременно и затвором. Такая арматура получила название *диафрагмовой*. В шланговой арматуре регулирование потока среды осуществляется пережатием эластичного шланга. Шланг обеспечивает герметичность всей внутренней полости арматуры по отношению к внешней среде.

Управление потоком теплоносителя в арматуре осуществляется с помощью рабочего органа (запорного, регулирующего, смесительного или распределительного), состоящего из затвора и седла. Затвор представляет собой деталь или конструктивно объединенную группу деталей, перемещающуюся или поворачивающуюся с помощью шпинделя или штока относительно неподвижного седла в корпусе.

Арматура с приводом, снабженным силовой пружиной, подразделяется по виду действия на *нормально открытую* (НО) и *нормально закрытую* (НЗ). В нормально открытой арматуре при прекращении подачи управляющей энергии на привод клапан открывается, в нормально закрытой — закрывается.

Большая часть энергетической арматуры в нашей стране изготавливается на трех заводах: Барнаульском котельном (БКЗ), Таганрогском котельном «Красный котельщик» (ТКЗ) и Чеховском заводе энергетического машиностроения. Первые два завода кроме основной продукции (парогенераторов) выпускают арматуру сравнительно низких параметров — на условное давление 6,4 и 10 МПа, температуру 425 и 450 °С. Чеховский завод энергетического машиностроения является специализированным предприятием по выпуску арматуры для энергетических блоков высоких и сверхвысоких параметров. Завод обеспечивает серийный выпуск арматуры для установок, работающих на перегретом паре с параметрами 10 МПа, 540 °С; 14 МПа, 570 °С; 25 МПа, 545 °С и на питательной воде с параметрами 18,4 МПа, 250 °С; 23 МПа, 230 °С; 37,3 МПа, 280 °С.

Параметры арматуры. Основными энергетическими параметрами, характеризующими арматуру, являются давление рабочей среды и температура.

В качестве рабочей температуры принимается температура, при которой происходит длительная эксплуатация изделия, без учета кратковременных отклонений, допускаемых соответствующими стандартами или нормативно-технической документацией.

Основными монтажными размерами трубопроводной арматуры являются: условный диаметр прохода, строительная длина, строительная высота и присоединительные размеры проходных патрубков.

Условные диаметры проходов трубопроводной арматуры (табл. 4.3), согласно [171], имеют 31 основной размер, 22 вспомогательных и 3 размера, которые могут быть использованы в виде исключения лишь для гидравлических и пневматических устройств.

Строительная длина арматуры характеризует длину участка трубы, которую арматура замещает в трубопроводе. Для фланцевой проходной арматуры строительная длина L равна

Таблица 4.3

Условные диаметры проходов D_y трубопроводов и арматуры

Группа диаметров	D_y , мм	Область применения
Основные	3; 6; 10; 15; 20; 25; 32; 40; 50; 65; 80; 100; 125; 150; 200; 250; 300; 350; 400; 500; 600; 800; 1000; 1200; 1400; 1600; 2000; 2400; 3000; 3400; 4000	Для широкого применения
Вспомогательные	1; 1,2; 1,6; 2; 2,5; 4; 5; 8; 12; 13; 175; 225; 450; 700; 900; 1800; 2200; 2600; 2800; 3200; 3600; 3800	Для трубопроводов и арматуры общепромышленного назначения не применять
Дополнительные	16; 63; 160	В виде исключения только для гидравлических и пневматических устройств

Примечание. В исключительных случаях, по соглашению между поставщиком и потребителем, допускается применять изделия с условными диаметрами прохода 13; 1100; 1300 и 1500 мм.

расстоянию между торцами присоединительных фланцев, для угловой арматуры строительная длина (условная) L_1 равна расстоянию от торца одного фланца до оси другого (рис. 4.4, а, б).

Строительная высота арматуры H определяется обычно расстоянием от оси прохода арматуры до верхнего конца шпинделя, установленного в крайнее верхнее положение (седло открыто, рис. 4.5). В некоторых конструкциях строительную высоту определяет не шпиндель, а другая, более высоко расположенная деталь конструкции арматуры с электроприводом.

Требования, предъявляемые к арматуре. К наиболее общим требованиям, предъявляемым к арматуре, относятся [174]:

- герметичность по отношению к внешней среде и герметичность перекрытия затвором разделяемых арматурой участков трубопровода;
- рациональный профиль проточной части, позволяющий снизить потери энергии, затрачиваемой на преодоление гидравлического сопротивления;

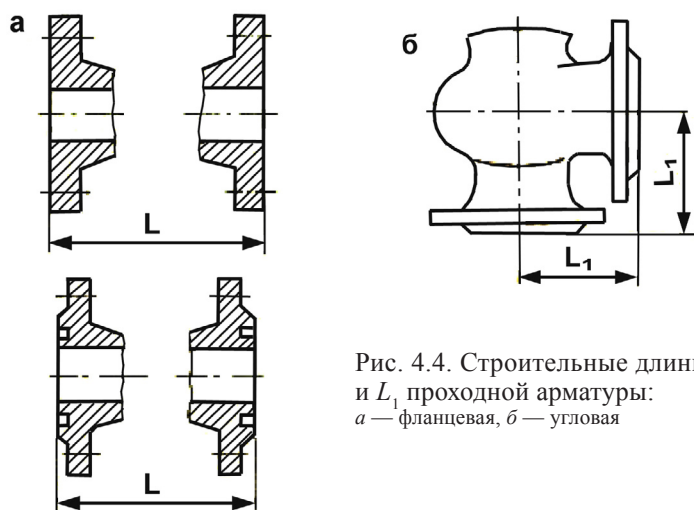


Рис. 4.4. Строительные длины L и L_1 проходной арматуры: а — фланцевая, б — угловая

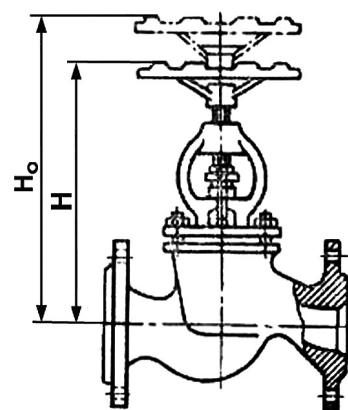


Рис. 4.5. Строительные высоты арматуры: H — в закрытом виде, H_0 — в открытом виде

- прочность и жесткость конструкции, т. е. способность выдерживать нагрузки (постоянные и кратковременные давления, усилия и крутящие моменты) без существенных деформаций, нарушающих нормальную работу изделия;
- отсутствие застойных зон и полостей;
- обеспечение надежного функционирования после длительного нахождения арматуры в закрытом или открытом положении;
- отсутствие гидравлического удара;
- межремонтный срок службы арматуры не меньше межремонтного срока службы основного оборудования электростанций (котла, турбины);
- простота и удобство в обслуживании, обеспечивающие управление арматурой вручную с применением установленных усилий и при удобном для оператора положении;
- ремонтпригодность, позволяющая производить замену быстро изнашивающихся деталей без вырезки арматуры из трубопровода;
- работоспособность деталей в условиях частых пусков и остановов теплосилового оборудования;
- возможность монтажа в требуемом положении;
- обеспечение заданной скорости перекрытия проходного сечения;
- технологичность конструкции, позволяющая изготовление ее при минимальных затратах труда и средств;
- обеспечение гарантированного числа циклов открытия-закрытия при рабочих параметрах.

К *предохранительной арматуре* предъявляются *особые требования*, основными из которых являются следующие:

- Клапан при достижении максимально допустимого давления должен безотказно открываться до полного подъема и пропускать теплоноситель в требуемом количестве.
- Клапан в открытом состоянии должен работать устойчиво без вибраций.
- Клапан должен закрываться при давлении несколько меньшем, чем рабочее.
- Клапан должен обеспечивать требуемую степень герметичности при последующем возрастании давления до рабочего.
- Клапан в закрытом состоянии при рабочем давлении должен иметь требуемую степень герметичности.
- Предохранительная арматура при дросселировании среды или выпуске ее в атмосферу должна при работе издавать минимальный шум (ниже нормы).

Запорная арматура должна обладать:

- минимальным гидравлическим сопротивлением;
- высокой герметичностью запорных органов;
- легкостью хода.

Выпускаемая заводами арматура должна соответствовать нормам, приведенным в правилах Ростехнадзора. Перечень российских предприятий, выпускающих арматуру, приводится в табл. ПЗ.4.

4.2. Материалы, применяемые для изготовления основных элементов трубопроводов и арматуры

Наиболее ответственными элементами трубопроводов являются трубы, фланцы, шпильки, гайки, стальные отливки.

К числу *обязательных требований*, которые предъявляются к металлу труб, согласно [55, 175], должны быть отнесены:

- высокие прочностные показатели;
- высокая пластичность (это свойство необходимо металлу труб прежде всего потому, что изготовление трубных систем базируется на пластической деформации труб в горячем и холодном состояниях; высокая пластичность необходима также для обеспечения самокомпенсации температурных расширений);

- высокая ударная вязкость и максимально возможная сопротивляемость старению;
- свариваемость стали (под этим свойством следует понимать способность стали свариваться без применения особо трудоемких и сложных методов сварки);
- минимальное содержание вредных примесей (фосфора, серы, мышьяка).

К числу требований, *обязательных при высоких температурах среды*, следует дополнительно отнести [55]:

- жаропрочность стали, т. е. повышенную по сравнению с обычными углеродистыми сталями сопротивляемость ползучести;
- отсутствие графитизации (выделения графита из металла при высоких температурах, что приводит к снижению прочности и сопротивляемости ползучести);
- надлежащую макро- и микроструктуры.

Для трубопроводов пара и горячей воды категорий I, II, III применяются только бесшовные трубы из спокойной² стали. Для трубопроводов IV категории при условном давлении не выше 1,6 МПа используются также трубы с продольным сварным швом как из спокойной стали, так и из кипящей (последние — при $t \leq 200$ °С). Особенно высокие требования предъявляются к трубам для паропроводов 1-й категории. Они изготавливаются из бесшовных стальных труб по особым техническим условиям. Номенклатура материалов, используемых для изготовления трубопроводов различных категорий, и условия их изготовления регламентируются [169].

Чем выше параметры теплоносителя, тем жестче требования к химическому составу и механическим свойствам металла труб, к технологии их изготовления. В табл. 4.4—4.6 по данным [12, 55, 169, 175] приведены химический состав трубопроводных сталей и требования по испытанию материалов бесшовных и сварных труб.

Существенное значение для свойств трубопроводных сталей и сталей, из которых изготавливаются фланцы, имеет содержание углерода (обычно оно составляет 0,10—0,25 %). Нижний предел определяется чувствительностью к старению, а верхний — трудностью сварки. Количество серы и фосфора в трубных углеродистых и низколегированных сталях должно быть не более 0,040—0,045 %.

Стали, применяющиеся для изготовления труб и фланцев паропроводов, транспортирующих пар высокой температуры, в процессе изготовления подвергаются легированию для повышения прочностных показателей, в первую очередь жаропрочности. Основными присадками в перлитных сталях в этом случае являются молибден и ванадий. Поскольку молибден при температуре выше 470—480 °С резко повышает склонность стали к графитизации, а присадка хрома в небольших количествах ликвидирует это неблагоприятное свойство, то применяются в основном хромомолибденовые стали. При температурах среды до ~ 450 °С возможно применение труб и фланцев из углеродистой стали. При температурах выше 450 °С, но не более 570—580 °С, используются низколегированные перлитные стали, содержащие молибден, хром, ванадий. При более высоких температурах перлитные стали резко теряют свои прочностные свойства, в первую очередь жаропрочность, и поэтому приходится применять стали аустенитного класса, содержащие значительные количества хрома и никеля и некоторые другие элементы. Аустенитные стали дороже легированных перлитных в 2,0—2,5 раза и, кроме того, очень чувствительны ко всяким нарушениям режимов их механической и термической обработки и эксплуатации трубопроводов.

² По характеру застывания металла в изложнице различают спокойную, полуспокойную и кипящую стали [53]. Поведение металла при кристаллизации обусловлено степенью его раскисленности: чем полнее удален из стали кислород, тем спокойнее протекает процесс затвердевания; при разливке малораскисленной стали в изложнице происходит бурное выделение пузырьков окиси углерода — сталь как бы кипит.

Кипящие стали содержат до 0,05 % кремния и раскисляются марганцем. Имеют резко выраженную химическую неоднородность в слитке. Их преимущества — высокий выход годного продукта (более 95 %), хорошая способность к штамповке в холодном состоянии. Недостатки — повышенный порог хладноломкости и невозможность широкого использования для территорий с холодным климатом.

Полуспокойные стали содержат 0,05—0,15 % кремния, раскисляются марганцем и алюминием, выход годного продукта 90—95 %.

Спокойные стали содержат 0,15—0,35 % кремния, раскисляются кремнием, марганцем и алюминием. Выход годного продукта около 85 %, однако металл имеет более плотную структуру и однородный химический состав.

Таблица 4.4

Химический состав трубопроводных сталей

Марка стали	Назначение (номер при- мечания)	Химический состав, %									
		C	Mn	Si	Mo	Cr	Ni	Прочие элементы	S	P	
									Не более		
Углеродистые											
10	1	0,07—0,15	0,35—0,65	0,17—0,37	—	Не более 0,3	Не более 0,3	—	0,045	0,04	
20	1	0,07—0,25	0,35—0,65	0,17—0,37	—	0,3	0,3	—	0,045	0,040	
25	1	0,22—0,30	0,50—0,80	0,17—0,37	—	0,3	0,3	—	0,045	0,040	
Легированные											
15М	2	0,10—0,18	0,4—0,7	0,17—0,37	0,4—0,55	Не более 0,3	Не более 0,3	Cu < 0,30	0,04	0,04	
20М	2	0,15—0,25	0,4—0,7	0,17—0,37	0,4—0,55	Не более 0,3	Не более 0,3	Cu < 0,30	0,04	0,04	
12МХ	2 и 3	0,09—0,16	0,4—0,7	0,15—0,30	0,4—0,6	0,4—0,6	Не более 0,3	Cu < 0,25	0,04	0,04	
15ХМ	2 и 4	0,09—0,16	0,4—0,7	0,17—0,37	—	0,8—0,11	Не более 0,3	Cu < 0,25	0,04	0,04	
ЭА1Т	5	< 0,12	< 2,0	< 0,8	0,4—0,6	17,0—20,0	8,0—11,0	Ti до 0,8	0,03	0,03	
ЭИ257	5	< 0,15	< 0,7	0,3—0,8	0,4—0,6	13,0—15,0	13,0—15,0	W=2—2,75	0,03	0,03	

Примечания.

1. Трубы бесшовные для поверхностей нагрева, коллекторов и трубопроводов для температур не выше 450 °С.
2. Барабаны (сварные и цельнокованные) котлов высокого давления.
3. Трубы и поковки:
 - а) для поверхностей нагрева при $t_{см}$ не выше 525 °С;
 - б) для коллекторов и трубопроводов при $t_{см} \leq 480$ °С.

То же:

- а) для поверхностей нагрева при $t_{см} \leq 525$ °С;
 - б) для коллекторов и трубопроводов $t_{см} \leq 525$ °С.
4. Трубы и поковки для поверхностей нагрева ($t_{см} \leq 550$ °С) и трубопроводов ($t_{см} \leq 525$ °С).
 5. Трубы и поковки для трубопроводов высокого давления.

Таблица 4.6

Требования к материалам сварных труб

Марка стали	НТД		Пределные параметры		Обязательные испытания							Дефектоскопия сварного шва	
					Механические испытания				Технологические испытания				
	на трубы	на сталь	t , °C	P , МПа									Основной металл
					σ_b	$\sigma_{0,2}$	δ	КС	σ_b	a_k			
Прямошовные трубы													
Ст3сп3, Ст3сп4	ГОСТ 10705—80 (группа В)	ГОСТ 380—71	115	1,0	+	+	+	+	+	+	+	—	+
Ст3сп5	ГОСТ 10705—80 (группа В)	ГОСТ 380—71	300	1,6	+	+	+	+	+	+	—	+	+
10, 20	ГОСТ 10705—80 (группа В	ГОСТ 1050—74	300	1,6	+	+	+	+	+	+	—	+	+
20	ГОСТ 20295—85	ГОСТ 1050—74	350	2,5	+	+	+	+	+	+	—	+	+
17ГС, 17Г1С, 17Г1СУ	ТУ 14-3-620	ТУ 14-1-1921 ТУ 14-1-1950	300	1,6	+	+	+	+	+	+	—	+	+
17ГС, 17Г1С,	ГОСТ 20293—74	ГОСТ 19281—89	425	2,5	+	+	+	+	+	+	+	—	+
Трубы со спиральным швом													
Ст3сп5	ТУ 14-3-954	ТУ 14-3-4636	300	2,5	+	+	+	+	+	+	+	+	+
20	ТУ 14-3-808	ТУ 14-1-2471	350	2,5	+	+	+	+	+	+	+	+	+
20	ГОСТ 20295—85	ГОСТ 1050—74	350	2,5	+	+	+	+	+	+	+	—	+
17ГС, 17Г1С, 17Г1СУ	ГОСТ 20295—85 ТУ 14-3-954	ГОСТ 19281—89 ТУ 14-1-4248	350	2,5	+	+	+	+	+	+	+	—	+

Таблица 4.7

Предельные параметры для бесшовных труб из сталей различных марок

Марка стали	Предельные параметры	
	t , °C	P , МПа (кгс/см ²)
10, 20 ^{*1}	300	1,6 (16)
10, 20 ^{*2}	425	6,4 (64)
20 ^{*3}	450	Не ограничено
20 ^{*4}	425	5 (50)
10Г2	350	5 (50)
09Г2С	425	5 (50)
15ГС	450	Не ограничено
16ГС	450	Не ограничено
12МХ	530	Не ограничено
15ХМ	550	Не ограничено
12Х1МФ	570	Не ограничено
15Х1МФ	575	Не ограничено
12Х18Н12Т ^{*5}	610	Не ограничено
08Х18Н9М2	610	Не ограничено
12Х18Н12Т ^{*6}	610	Не ограничено
12Х18Н10Т ^{*7}	610	Не ограничено
10Х9МБШ	600	Не ограничено

Примечания: 1.

Номер сноски	НТД на трубы	НТД на сталь
*1	ГОСТ 8731,8733 (группа В)	ГОСТ 1050—88
*2	ТУ 14-3-190	ГОСТ 1050—88
*3	ТУ 14-3-460	ТУ 14-3-460
*4	ГОСТ 550 (группа А)	ГОСТ 1050—88
*5	ТУ 14-3-420 (460)	ТУ 14-3-420 (460)
*6	ТУ 14-3-796	ТУ 14-3-796
*7	Для экспериментальных установок до 630 °C	

2. Для прямошовных труб из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей допускается температура до 425 °C и давление до 2,5 МПа (25 кгс/см²).

3. Для труб со спиральным швом из тех же сталей допускается температура до 350 °C и давление 2,5 МПа (25 кгс/см²).

Таблица 4.8

Характеристика главных трубопроводов блоков мощностью 300 и 500 МВт

Трубопровод	Мощность блока, МВт					
	300			500		
	Число параллельных линий	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Материал (марка стали)	Число параллельных линий	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Материал (марка стали)
Свежего пара	2	325×60	15Х1М1Ф	2	377×60	15Х1М1Ф
Промежуточного перегрева от котла к турбине	2	630×25	15Х1М1Ф	2	720×22	15Х1М1Ф
Промежуточного перегрева от турбины к котлу	2	465×16	Сталь 20	2	630×17	16ГС
Питательной воды	2	377×45	15ГС	2	377×45	15ГС

В табл. 4.7 по данным [50] приведены данные по возможности использования для труб при высоких температурах сталей различных марок.

На ТЭС углеродистые стали применяются для трубопроводов при температурах теплоносителя до 450 °С. В связи с этим водопроводные линии при любых давлениях и температурах воды изготавливают из углеродистых сталей. Для питательных трубопроводов с давлением среды 18,5, 23 и 38 МПа при температурах соответственно 215, 230 и 280 °С применяют сталь с легирующими добавками марганца и кремния (сталь марки 15ГС); для паропроводов свежего пара с давлением 25,5 МПа при температурах 545 и 565 °С применяют сталь с добавками хрома (1 %), молибдена (1 %) и ванадия (до 1 %, сталь марки 15Х1М1Ф).

В табл. 4.8 в качестве примера приведена характеристика главных трубопроводов блоков мощностью 300 и 500 МВт [9].

Условия работы и специфика изготовления шпилек и гаек существенно отличаются от аналогичных факторов, свойственных трубам и фланцам. Стремление к малым габаритам фланцевых соединений вызывает необходимость использования шпилек малого диаметра, и следовательно, в шпильках при высоких параметрах теплоносителя возникают высокие напряжения. В этих случаях применяются специальные стали или термообработка шпилек (закалка с отпуском). От шпильки не требуется высокой пластичности и свариваемости, но при высоких температурах требуется жаропрочность. К гайке требования такие же, но во избежание заедания резьбы твердость металла шпилек и гаек должна быть различной. Обычно металл гаек имеет большую твердость, чем шпилек; это требование обеспечивается либо применением сталей разных марок, либо соответствующей термообработкой изделий.

Для изготовления шпилек и гаек, применяемых на трубопроводах с температурой рабочей среды ~ 425 °С, применяется углеродистая сталь, при более высокой температуре — легированные стали с обязательной термообработкой, повышающей прочностные показатели. Содержание углерода в сталях рассматриваемого назначения принимается несколько большим, чем в трубных сталях, так как шпильчатая сталь не подвергается сварке и пластической обработке. В табл. 4.9 приведен химический состав некоторых сталей, используемых для изготовления шпилек.

Приварные бесшовные детали (отводы, тройники, переходы и заглушки) на условное давление до 10 МПа изготавливают из стали 20 для работы при температуре 40—450 °С и из стали марок 10Г2 и 09Г2С — при температуре от –70 до +450 °С.

Таблица 4.9

Химический состав сталей, применяемых для изготовления шпилек

Марка стали	Состав стали, %				Примерная температура применения
	C	Mn	Si	Mo	
40	0,37—0,44	0,35—0,65	0,17—0,37	—	435
30X перл.	0,27—0,35	0,5—0,8	0,17—0,37	—	435
30ХМа перл.	0,26—0,34	0,4—0,7	0,17—0,37	0,15—0,25	480
38ХМЮА перл.	0,35—0,42	0,3—0,6	0,17—0,37	0,015—0,25	510
25Х2МФА перл.	0,22—0,29	0,4—0,7	0,17—0,37	0,25—0,35	530
1Х15Н36В3Т2 ауст.	≤ 0,12	1,0—2,0	≤ 0,5	—	650

Марка стали	Состав стали, %				Примерная температура применения
	Cr	V	Ni	Al	
40	≤ 0,25	—	≤ 0,25	—	435
30X перл.	0,8—1,1	—	—	—	435
30ХМа перл.	0,8—1,1	—	—	—	480
38ХМЮА перл.	1,3—1,6	—	—	0,15—0,25	510
25Х2МФА перл.	1,5—1,8	0,15—0,30	—	—	530
1Х15Н36В3Т2 ауст.	14,0—16,0	—	—	—	650

Особые требования предъявляются к материалу труб, применяемых в системах газоснабжения ТЭС. Для газопроводов применяются стальные бесшовные и электросварные прямошовные трубы, изготовленные из спокойных углеродистых и низколегированных сталей. Содержание углерода в этих сталях не должно превышать 0,24 %, а величина эквивалента углерода для углеродистых и низколегированных сталей не должна превышать 0,46 %.

Величины ударной вязкости для газопроводов устанавливаются следующими [170]:

- при толщине стенки от 6 до 10 мм:
- для основного металла труб — не ниже 294 кДж/м²;
- для сварного соединения труб — не ниже 245 кДж/м²;
- при толщине стенки от 10 до 15 мм включительно:
- для основного металла труб — не ниже 392 Дж/см²;
- для сварного соединения труб — не ниже 294 кДж/м².

В соответствии с [170] марка стали для газопроводов должна выбираться в зависимости от рабочих параметров транспортируемого газа и расчетной температуры наружного воздуха в районе строительства.

Для газопроводов на давление более 4,0 МПа следует применять детали и сборочные единицы из углеродистых сталей, рассчитанных на давление не менее 6,3 МПа в соответствии с нормативно-технической документацией, утвержденной в установленном порядке и содержащей требования не ниже указанных в строительных нормах и правилах для магистральных газопроводов.

К материалам, из которых изготавливается *арматура энергетических установок*, предъявляются особые требования [176].

Уплотняющие органы являются наиболее ответственной деталью арматуры по качеству металла. Специфика их работы вынуждает предъявлять к металлу ряд требований, в некотором отношении противоречивых. Прежде всего металл должен быть стойким к коррозии, так как разъедание

уплотняющих органов из-за содержания в теплоносителях кислорода и щелочей неизбежно приведет к нарушению герметичности. Это вызывает необходимость изготовления уплотняющих колец из сплавов цветных металлов (для арматуры, предназначенной для низких параметров среды), либо из нержавеющей сталей (для арматуры, предназначенной для средних и высоких параметров).

Металл должен быть устойчивым к коррозионно-эрозионному износу, вызываемому механическими и, отчасти, химическими процессами, протекающими при движении теплоносителя с большими скоростями. Последнее особенно существенно для уплотняющих органов дросселирующей и регулирующей арматуры в связи с весьма высокими скоростями теплоносителей.

Материал для уплотняющих органов задвижек, в первую очередь клиновых и самоуплотняющихся, должен быть устойчивым к задиранию, так как при перемещении сильно прижатых друг к другу пластин сдвигается поверхностный слой металла. Он должен быть весьма твердым при рабочих температурах, чтобы не возникали механические повреждения при попадании на поверхности уплотняющих органов твердых посторонних частиц (окалины, сварочного грата). Обычно твердость материала обеспечивается термообработкой.

Металл должен удовлетворять ряду технологических требований (возможность обработки, притирки, наплавки металла, азотирования и т. п.). Большое значение имеют высокие прочностные показатели металла при низких и высоких температурах, так как при закрытом проходе кольца прижимаются друг к другу с большим усилием. Очень важно соотношение коэффициентов линейного расширения металла кольца и той части арматуры, к которой кольцо присоединяется (корпус, тарелка); для достаточной герметичности соединения кольца с корпусом или тарелкой необходимо, чтобы коэффициенты расширения мало отличались друг от друга. Когда присоединение осуществляется путем пластической деформации кольца, необходима высокая пластичность металла кольца.

В сплавы, из которых изготавливается арматура, обычно входят хром, никель, молибден, вольфрам, в отдельных случаях кобальт и др.

Шпиндели, передавая на запорные органы значительные усилия, сами подвергаются высоким напряжениям. Чтобы не выполнять шпиндели большого диаметра (это приводит к неоправданному увеличению размеров других элементов арматуры), металл для них должен обладать высокими прочностными свойствами, в частности при высоких температурах теплоносителей. Шпиндели изготавливаются из нержавеющей стали либо из углеродистых и низколегированных сталей с надлежащим поверхностным покрытием или поверхностной обработкой. Углеродистая сталь применяется при температуре теплоносителя не выше 425—450 °С по причине значительной ползучести ее при более высоких температурах.

Корпусы, крышки, затворы (тарелки) изготавливаются из чугуна, стального и цветного литья и из поковок. Чугун, в соответствии с правилами Ростехнадзора, применяется до умеренного давления, величина которого зависит от температуры теплоносителя и диаметра условного прохода арматуры. Наивысшее допускаемое давление составляет 4,0 МПа при температуре теплоносителя не выше 400 °С и при диаметре прохода не более 80 мм. При больших диаметрах (до 200 мм) допускаемое давление составляет всего 1,3 МПа при температуре теплоносителя не выше 300 °С. Ограниченное применение чугуна объясняется его хрупкостью и невысокими прочностными показателями. В современных энергоустановках с высокими параметрами чугунная арматура не используется. Цветное литье из-за низкой жаропрочности допускается при температуре среды не выше 250 °С. В современных условиях крупные части арматуры изготавливаются из стального литья и поковок. При температурах среды не выше 450 °С указанные части изготавливаются из углеродистого стального литья; при более высоких температурах (до 570—580 °С) применяются низколегированные жаропрочные стали, содержащие молибден, хром, ванадий. Молибден и ванадий повышают жаропрочность; хром добавляется для ликвидации графитизации. Применяются стали с умеренным содержанием углерода. При сварной арматуре это вызывается необходимостью обеспечить свариваемость стали, которая, как известно, в сильнейшей степени зависит от содержания углерода. При температуре среды

Таблица 4.10

Основные марки арматурной стали

Марка стали	Химический состав, %													Примечание
	C	Mn	Si	Mo	Cr	Ni	Al	V	W	Co	Ti	S	P	
3Х13	0,24—0,34	~0,6	~0,6	—	12,0—14,0	<0,6	—	—	—	—	—	≤0,03	≤0,035	Уплотняющие кольца, шпиндели
1Х18Н9Т	<0,12	<2	≤0,8	—	17—20	8—11	—	—	—	—	≤0,8	≤0,03	≤0,035	Уплотняющие кольца, шпиндели, отливки при 600—620 °С
38ХМЮА	0,35—0,42	0,3—0,6	0,17—0,37	0,15—0,25	1,3—1,65	—	0,1—0,7	—	—	—	—	≤0,03	≤0,035	Азотированные шпиндели, диски задвижек
ЭИ723	0,22—0,30	0,5—0,8	0,17—0,37	0,9—1,1	2,1—2,5	—	—	0,3—0,5	—	—	—	≤0,03	≤0,0003	Шпиндели, грибки клиновых задвижек
Сормайт	2,5—3,3	<1,5	2,8—4,2	—	25—31	3—5	—	—	—	—	—	≤0,04	≤0,04	Для наплавки колец высокого и сверхвысокого давления
ЦТ1	0,15—0,20	2,4—2,8	0,7—1,0	3,5—3,8	14,5—15,5	~7,5	—	0,5—0,6	—	—	—	≤0,025	≤0,035	Для наплавки уплотняющих колец водяной арматуры высокого давления
ЦН2	1,7—2,7	~1,0	2,0—2,5	—	28—32	—	—	—	4—5	59—66	—	—	—	То же для водяной и паровой арматуры
ВК3	1,0—1,5	—	≤2,75	—	28—32	~2	—	—	4—5	58—62	—	—	—	То же для арматуры высокого и сверхвысокого давления
20Л	0,17—0,25	0,35—0,65	0,17—0,37	—	—	—	—	—	—	—	—	≤0,05	≤0,05	Отливки при <i>t</i> ≤ 400 °С
25Л	0,22—0,30	0,5—0,8	0,17—0,37	—	—	—	—	—	—	—	—	≤0,05	≤0,05	Отливки при <i>t</i> ≤ 400 °С
20МХ	0,15—0,25	0,5—0,8	0,20—0,45	0,4—0,6	0,4—0,7	—	—	—	—	—	—	≤0,05	≤0,05	Отливки при <i>t</i> ≤ 510 °С
20ХМФЛ	0,18—0,25	0,4—0,6	0,20—0,35	0,5—0,7	0,9—1,2	—	—	0,2—0,3	—	—	—	≤0,03	≤0,03	Отливки при <i>t</i> ≤ 540 °С
15Х1М1ФЛ	0,10—0,17	0,4—0,7	0,15—0,35	0,9—1,1	1,1—1,4	—	—	0,20—0,35	—	—	—	≤0,03	≤0,03	Отливки при <i>t</i> ≤ 570 °С

выше 570—580 °С для корпусов, крышек, тарелок приходится использовать аустенитную сталь с высоким содержанием хрома, никеля и некоторых других элементов.

Для прокладок и сальниковой набивки применяются неметаллические материалы. Широкое распространение имеет паронит (композиция из ряда материалов, основным из которых является асбест), из которого делают прокладки для условного давления теплоносителей не более 10,0 МПа и при температуре не выше 420—450 °С.

Поскольку при высоком давлении пар быстро разъедает набивку сальников, она должна, особенно при высоких параметрах теплоносителей, удовлетворять ряду требований:

- обеспечивать абсолютную герметичность;
- быть стойкой;
- не задира́ть шпиндель;
- обладать малым коэффициентом трения.

Для сальниковых уплотнений применяются различные набивки, изготавливаемые главным образом из асбеста и графита. В чистом виде асбест в данном случае непригоден, так как под воздействием воды и пара выщелачивается и разрушается. Для уплотнения арматуры с водой в качестве рабочей среды при температуре до 250 °С применяется асбестовый шнур, пропитанный высококачественным цилиндрическим маслом³. Последнее уменьшает влагонепроницаемость набивки. Асбестовые кольца укладываются в сальниковую коробку после того, как их протирают графитом. Применение промасленного асбестового шнура для паровой арматуры недопустимо, так как пропитка выгорает, происходит усадка набивки, которую приходится часто подтягивать; выгорающее масло пристаёт к шпинделю. Для сальников паровой арматуры применяют кольца из сырого асбестового шнура, протираемого графитом. В табл. 4.10 приведены данные по составу наиболее часто применяемых для изготовления арматуры марок стали [176].

4.3. Конструктивное оформление, трассировка и крепление трубопроводов

4.3.1. Основные элементы трубопроводов

Элемент трубопровода — это сборочная единица, предназначенная для выполнения одной из основных функций трубопровода (например, прямолинейный участок, колено, тройник, конусный переход, фланец и др.). Трубопроводы электростанции состоят из следующих основных элементов:

- труб и соединительных элементов к ним;
- фасонных частей;
- арматуры и дистанционных приводов к ней;
- измерительных устройств;
- опорных и подвесных креплений труб;
- компенсаторов для восприятия термических удлинений трубопроводов;
- тепловой изоляции.

Детали или сборочные единицы трубопровода, обеспечивающие изменение направления, слияние или деление, расширение или сужение потока рабочей среды называют *фасонной частью*. В системе трубопроводов применяются следующие фасонные части: колена, тройники, крестовины, вилкообразные отводы. Фасонные части могут быть литыми (обычно стальное литье), коваными, сварными. На рис. 4.6 показаны примеры некоторых фасонных частей. Ниже

³ Малоочищенные нефтяные масла, используемые для смазывания цилиндров, золотников, штоков и клапанов паровых машин. Цилиндровые масла обладают хорошей смазывающей способностью, не склонны к образованию нагара, предотвращают коррозию металлических поверхностей. Различают цилиндрические масла для турбин, работающих с насыщенным и перегретым паром. Цилиндровые масла имеют сравнительно высокую вязкость (до $70 \cdot 10^{-6}$ м²/с при 100 °С), обуславливающую их герметизирующую способность и стойкость к смыванию конденсатом или влажным паром.

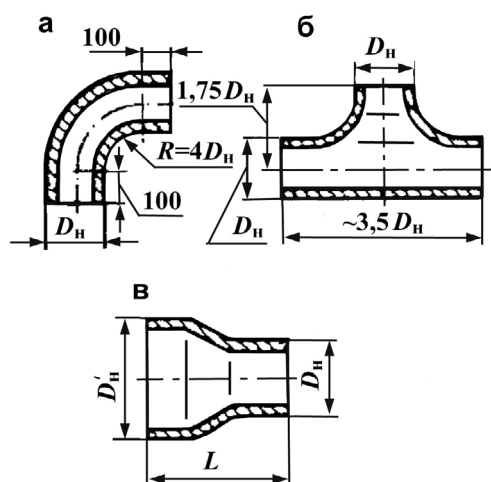


Рис. 4.6. Фасонные части трубопроводов:
а — гиб, б — ответвление путем врезки трубы,
в — переход

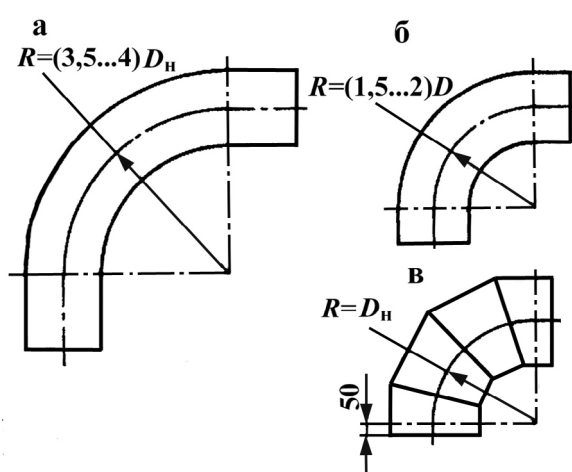


Рис. 4.7. Гибы и колена трубопроводов:
а — гиб, б — крутоизогнутое колено, в — секторное колено

приведено описание основных фасонных частей трубопровода; описание соединительных элементов к трубам, креплений труб, компенсаторов и тепловой изоляции представлено в соответствующих разделах.

Фасонная часть, обеспечивающая изменение направления потока рабочей среды на угол от 15 до 180°, называется *коленом* (отводом). По способу производства они подразделяются на штампованные, штамповарные, литые, гнутые (в виде гiba трубы) и сварные (секторные) с разными углами поворота. На рис. 4.7 показаны различные виды колен.

Гиб (гнутый отвод) — это колено, изготовленное из трубы с применением деформации изгиба. Гибы труб с разными углами поворота применяются для трубопроводов как высокого, так и низкого давления. Гибы изготавливаются с D_y 10—400 мм на условное давление до 10 МПа из бесшовных и электросварных труб. При этом в зависимости от параметров транспортируемой среды и диаметра трубопровода гнутые отводы могут изготавливаться из тех же труб, что и основной трубопровод, или же из усиленных труб, т. е. с большей толщиной стенки. Это обусловливается утонением стенки трубы в процессе ее изгиба, а иногда и требованием выдержать определенную овальность. Чтобы уменьшить разностенность труб в процессе гибки, такие отводы выпускают с радиусом изгиба не менее $(2,5—3,0) D_n$ трубопровода. Для трубопроводов с $P_y \leq 4,0$ МПа гнутые отводы могут изготавливаться на станах с нагревом токами высокой частоты (ТВЧ). В этом случае радиусы гибов отводов уменьшаются и возможно выполнение гибов одной трубы в разных плоскостях.

Гибы имеют небольшое гидродинамическое сопротивление и относительно просты в изготовлении. Однако из-за больших размеров их не всегда удастся использовать.

В стесненных условиях применяют малогабаритные крутоизогнутые колена с повышенным гидравлическим сопротивлением. *Крутоизогнутое колено* — это колено, изготовленное путем гибки трубы радиусом гiba от полутора до двух номинальных наружных диаметров. Крутоизогнутые колена, как правило, изготавливаются штампованными, штамповарными, литыми. Штамповарное колено выполняется из труб или листа с использованием штамповки и сварки. Штампованное колено изготавливается из трубы штамповкой без применения сварки. Кованое колено изготавливается из поковки с последующей механической обработкой. Сварные и литые колена достаточно сложны в изготовлении и поэтому применяются реже.

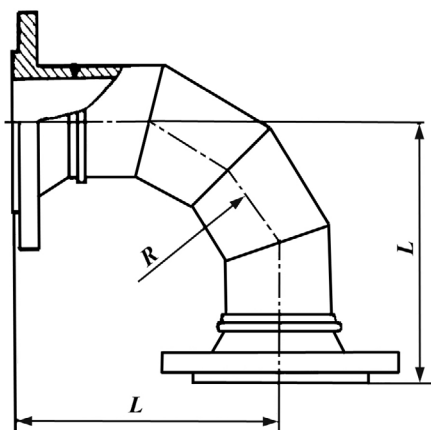


Рис. 4.8. Секторное колено

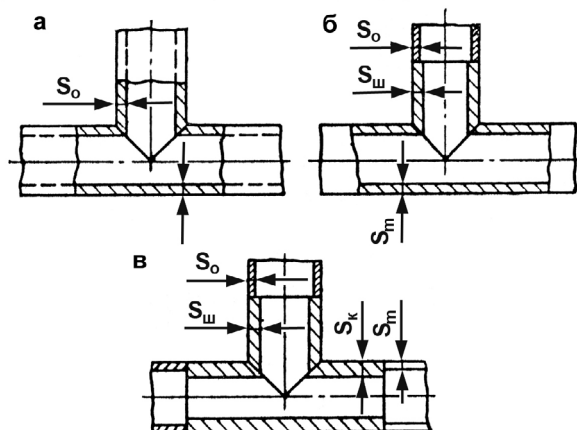


Рис. 4.9. Ответвления трубопроводов:

а — ответвление врезкой трубы, б — ответвление врезкой штуцера, в — ответвление врезкой тройником

Секторное колено (сварной отвод) представляет собой колено, которое изготовлено из сваренных между собой секторов (рис. 4.8), выполненных из листа, бесшовных или сварных труб, с различными углами скоса, зависящими от требуемого угла поворота и количества секторов отвода. В соответствии с правилами [169] сварные колена допускается применять для трубопроводов III и IV категорий.

Обычно сварные колена изготавливаются из труб с такой же толщиной стенки, что и трубопровод. Однако для трубопроводов диаметром более 500 мм, работающих при большом условном давлении среды, на внутренней стороне сектора колена возникают высокие напряжения, что требует увеличения толщин их стенок. Конфигурация сварных колен выбирается в зависимости от конфигурации трубопровода с учетом его гидродинамического сопротивления.

Фасонная часть, служащая для отвода части транспортируемой трубопроводом среды к другому потребителю (элементу схемы), называется *ответвлением*, или *тройником* (рис. 4.9).

Ответвления (тройники) по конструкции подразделяются на *равнопроходные* (без уменьшения диаметра) и *переходные* (с уменьшением диаметра ответвления) [172].

Разнообразие конструкций ответвлений и тройников вызвано тем, что прочность участка трубопровода в местах образования отверстия резко снижается. Если это ослабление компенсируется имеющимся запасом прочности основного трубопровода (например, при сравнительно малых диаметрах ответвляемого трубопровода или в случае, если толщина стенки основного трубопровода имеет сравнительно большой запас прочности по расчету на внутреннее давление), то соединение трубопроводов выполняется непосредственной врезкой трубы в трубу без специальных усиления. Если ослабление основного трубопровода врезаемым ответвлением не компенсируется запасом прочности его труб, то ответвления должны выполняться при помощи специальных усиления. Эти усиления в зависимости от условного давления, марки стали и диаметров соединяемых труб могут выполняться в виде накладок в месте сварки трубы в трубу (воротников), усиленных штуцеров, а иногда одновременно тем и другим способом.

Равнопроходные сварные ответвления, в которых наблюдается наибольшее снижение прочности трубопровода, получают путем врезки без укрепляющих элементов (рис. 4.10, а). Такие ответвления с условным проходом до 400 мм применяют на условное давление до 1,6 МПа. Для более высоких давлений используют получаемые врезкой переходные ответвления, а также равнопроходные с укрепляющими элементами: усиленным (толстостенным) штуцером (рис. 4.10, б), усиленным (толстостенным) корпусом (рис. 4.10, в), накладным воротником (рис. 4.10, г).

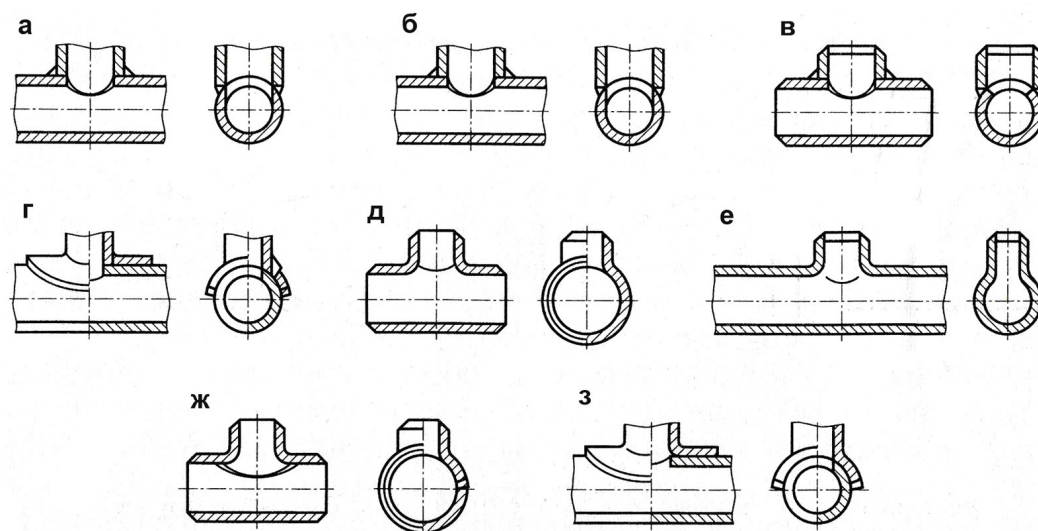


Рис. 4.10. Ответвления и тройники:

а — врезка без укрепляющих элементов, *б* — врезка с усиленным штуцером, *в* — врезка с усиленным корпусом (сварной тройник), *г* — врезка с накладным воротником, *д* — штампованный тройник, *е* — отбортованный в трубе штуцер, *ж* — врезная седловина, *з* — накладная седловина

Ответвления с бесшовным сопряжением горловины, характеризующиеся высокой прочностью и надежностью, получают с помощью штампованных тройников (рис. 4.10, *д*), отбортовкой штуцеров в трубах (рис. 4.10, *е*), врезных (рис. 4.10, *ж*) и накладных (рис. 4.10, *з*) седловин.

Бесшовные штампованные тройники целесообразно применять при соотношении диаметров основного трубопровода и ответвления от 1,0 до 0,7, а седловины и отбортованных горловин в трубах — от 0,6 и менее. Бесшовные тройники изготавливают и с $D_y = 40—400$ мм на условное давление до 10 МПа из труб способом горячей штамповки или холодной гидромеханической осадкой в штампе. Штампованные тройники изготавливают с $D_y = 500—1400$ мм из листовой стали способом горячей штамповки с отбортовкой горловины и последующей сваркой продольного шва на корпусе.

Для трубопроводов высокого давления усиление достигается за счет применения толстостенных тройников (рис. 4.11).

Усиления в виде тройниковых соединений для стационарных трубопроводов как высокого, так и низкого давления стандартизированы и выполняются в виде отдельных деталей.

Фасонная деталь, служащая для разделения транспортируемой трубопроводом среды на два потока (или слияния потоков), называется *вилкообразным отводом* (рис. 4.12). Опыт эксплуатации вилкообразных отводов показал их невысокую надежность из-за сложных сварных соединений. В связи с этим их применение не рекомендуется.

Переходы между трубами разных диаметров выполняются концентрическими и эксцентрическими.

Для трубопроводов низкого давления (P_y 1,0; 1,6 и 2,5 МПа) с D_y от 250 до 1400 мм переходы выполняются

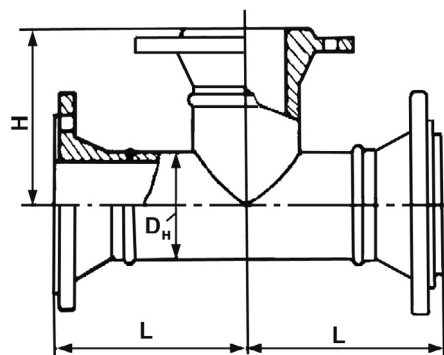


Рис. 4.11. Толстостенный тройник

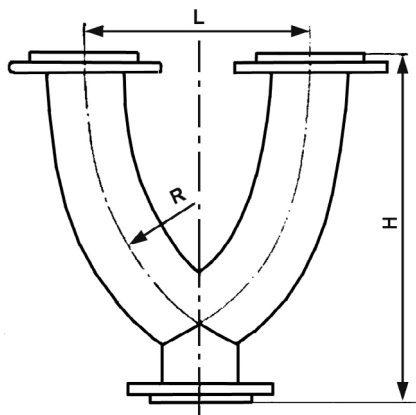


Рис. 4.12. Вилкообразный отвод

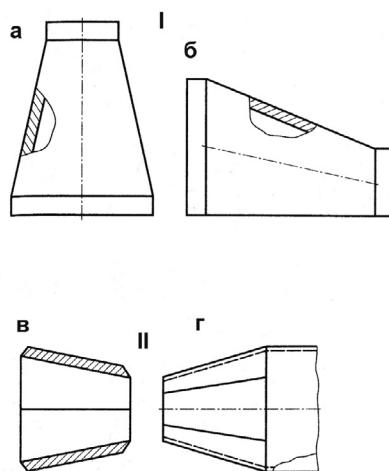


Рис. 4.13. Переходы трубопроводов:
 I — бесшовные, II — сварные;
 а — концентрический,
 б — эксцентрический,
 в — вальцованный,
 г — лепестковый

сварными листовыми: штамповкой из двух половин или вальцовкой с последующей сваркой продольного стыка (рис. 4.13, в). Возможно также применение для этих трубопроводов штампованных переходов.

В ряде случаев для трубопроводов низкого давления применяются сварные лепестковые переходы, в которых из конца трубы вырезают определенного размера клинья, затем клинья подгибают и трубы сваривают между собой. Эти переходы рассчитаны на P_y 1,0 и 1,6 МПа для D_y от 150 до 1400 мм. Лепестковые переходы применяются только при отсутствии листовых и штампованных переходов. На рис. 4.13 показаны примеры переходов [172].

Для трубопроводов высокого давления по ОСТ применяются переходы точеные, ковано-точенные и изготовленные обжатием или осадкой бесшовных труб.

Фасонная часть, служащая в станционных трубопроводах для закрытия проходного сечения труб, называется *заглушкой* (донышком). В зависимости от конструкции заглушки выполняются приварными, фланцевыми и поворотными. Последние устанавливаются при необходимости периодического закрытия и открытия сечения трубопровода.

Заглушки (рис. 4.14) по конструкции подразделяют на эллиптические (рис. 4.14, а), плоские (рис. 4.14, б) и плоские ребристые (рис. 4.14, в) [172].

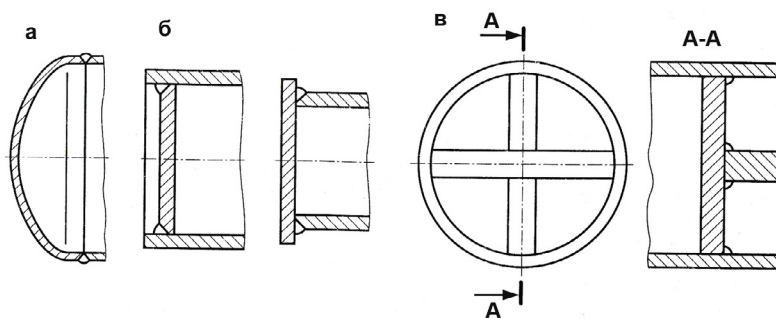


Рис. 4.14. Заглушки:
 а — эллиптическая, б — плоская, в — плоская ребристая

Эллиптические заглушки с условным проходом $D_y = 40—250$ мм и плоские ребристые заглушки с $D_y = 300—500$ мм выполняются путем вырезки из листовой стали с последующей сваркой на месте монтажа трубопровода. Обычно для трубопроводов низкого давления применяются вварные (приварные) заглушки без ребер жесткости (для труб диаметром до 500 мм) и с ребрами жесткости, а также фланцевые заглушки. Для трубопроводов высокого давления, как правило, применяются заглушки в виде доннышек. Заглушки для трубопроводов как низкого, так и высокого давления стандартизованы.

4.3.2. Соединения труб и деталей трубопроводов

В соответствии с правилами [169] соединения отдельных труб на ТЭС могут выполняться *разъемными* и *неразъемными*. Неразъемные соединения осуществляются с помощью сварки, разъемные соединения подразделяются на фланцевые и резьбовые.

Фланцевые соединения трубопроводов. Фланцевые соединения могут применяться при соединении с некоторыми типами арматуры и штуцерами оборудования, имеющими фланцы [177]. Фланцы классифицируются по следующим признакам:

- способу присоединения к трубам;
- степени свободы;
- виду зеркала.

По способу присоединения к трубам фланцы могут быть вальцованными, приклепанными, резьбовыми и приварными.

Присоединение труб с помощью развальцовки в настоящее время практически не применяется, поскольку при современных параметрах рабочего тела вальцовка не может обеспечить необходимой надежности соединения.

Приклепанные к трубам фланцы также не применяются, так как при использовании этого метода возможно несовпадение внутреннего диаметра фланца и наружного диаметра трубы.

Присоединение фланцев на резьбе обеспечивает достаточную прочность и герметичность соединения даже при высоких параметрах теплоносителя, но этот способ трудоемок и, кроме того, в отдельных случаях требует специального утолщения стенки труб для компенсации ослабления, создаваемого резьбой.

Основным способом присоединения фланцев к трубам является приварка, которая применяется при любых диаметрах труб и любых давлениях и температурах среды. Стальные приварные фланцы с условным проходом до 1400 мм (рис. 4.15, *а*) применяются в технологических трубопроводах на условное давление до 2,5 МПа. Фланцы приварные встык с условным проходом до 1400 мм (воротниковые) (рис. 4.15, *б*) применяют в трубопроводах из углеродистой и легированной стали, особенно для трубопроводов на условное давление более 2,5 МПа.

По степени свободы фланцы делят на жесткие и свободные. Свободный фланец состоит из двух частей: приварной и свободного кольца, имеющего возможность перемещаться по отношению к приварной части. Свободный фланец облегчает сборку трубопровода по сравнению с жестким, и кроме того, при его применении снижаются напряжения во фланцевом соединении. Стоимость изготовления свободного фланца несколько выше, чем жесткого. Свободные фланцы целесообразно применять при соединении гнутых труб, когда

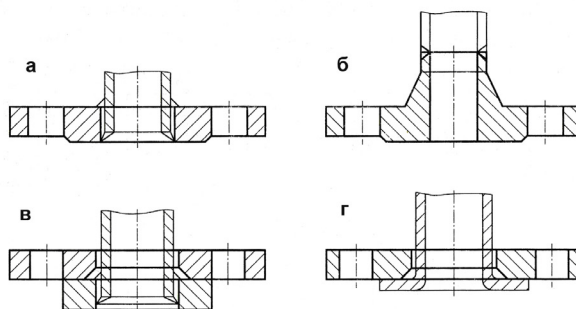


Рис. 4.15. Типы фланцев:

а — плоский приварной, *б* — приварной встык, *в* — свободный на приварном кольце, *г* — свободный на отбортованной трубе

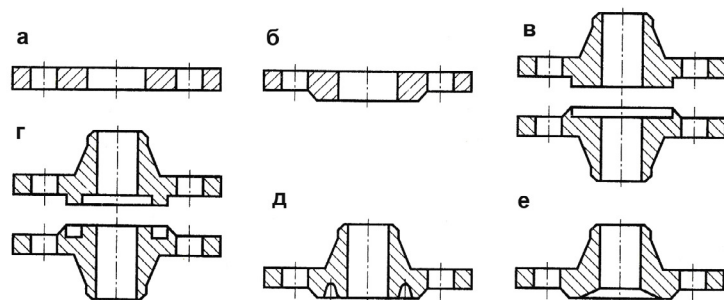


Рис. 4.16. Форма поверхности фланца (вид «зеркала»):
а — гладкая поверхность без выступа,
б — с соединительным выступом,
в — с выступом и впадиной, г — с шипом
и пазом, д — под прокладку овального
сечения, е — под линзовую прокладку



Рис. 4.17. Шпильки

в процессе проектирования трубопроводов нельзя заранее точно установить положение отверстий для шпилек или болтов, а также при высоких параметрах теплоносителя из-за меньшей их жесткости по сравнению с неподвижными. Свободные фланцы с условным проходом до 500 мм применяют в основном на трубопроводах из легированных сталей на условное давление до 2,5 МПа при транспортировании агрессивных сред.

Фланцы классифицируют также по виду «зеркала» (формы поверхности), определяющего способ уплотнения фланцевого соединения. Наиболее часто применяется зеркало, имеющее специальный замок для прокладки, препятствующий ее вырыванию из фланцевого соединения (рис. 4.16, б); на фланце, из которого выходит среда, имеется выступ, а на фланце, в который входит среда, — впадина. Гладкие фланцы (рис. 4.16, а), лишенные замка для прокладки, применяются на условное давление не выше 2,5 МПа.

Фланцевое соединение состоит из собственно фланцев, шпилек (болтов), гаек и прокладок. В трубопроводах пара и воды средних и высоких параметров применяются только шпильки; болты применяются только в неответственных случаях, так как в болтах, в зоне сопряжения стержня с головкой, имеет место концентрация напряжений.

Применяется несколько типов шпилек:

- шпильки с резьбой по всей длине (рис. 4.17, а);
- шпильки с резьбой только по концам; ненарезанная средняя часть шпильки имеет диаметр, равный внутреннему диаметру резьбы (рис. 4.17, б).

Гайки обычно изготавливаются высотой, равной диаметру шпильки. Во избежание заедания резьбового соединения металл гайки должен отличаться по своей твердости от металла шпильки.

Для того чтобы обеспечить взаимозаменяемость фланцев всех типов, их присоединительные размеры (наружный диаметр, диаметр болтовой окружности, число и диаметр отверстий под шпильки) и размеры уплотнительных поверхностей приняты одинаковыми при одних и тех же условных давлениях и проходах и стандартизованы согласно [176].

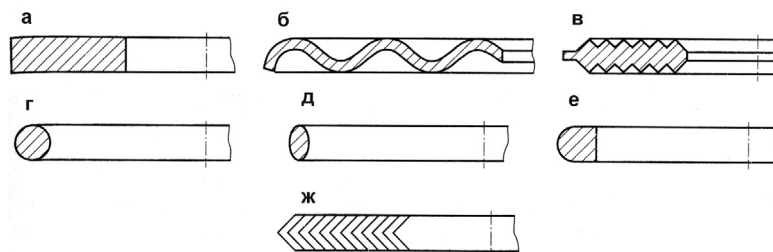
Важную роль во фланцевом соединении играют прокладки (рис. 4.18).

Обычно применяются прокладки, выполненные из пластичного материала; при затяжке соединения такая прокладка деформируется и заполняет каналы, образованные между двумя обработанными зеркалами. Назначением и условиями работы прокладок рассматриваемого типа обусловлен ряд предъявляемых к ним требований:

- Прокладки должны выполняться из материала, имеющего умеренную величину предела текучести и способного длительное время не разрушаться.

Рис. 4.18. Прокладки:

- а — плоская,
 б — гофрированная,
 в — зубчатая,
 г — круглая,
 д — овальная,
 е — линзовая,
 ж — спирально навитая



— При уплотнении фланцев паропроводов прокладки должны надежно работать при соответствующих температурах теплоносителя.

Прокладки энергетических трубопроводов обычно изготавливаются из искусственного материала — клингерита, или паронита, содержащего в своей основе асбест. Помимо прокладок указанного типа, при высоких параметрах среды применяются металлические прокладки: зубчатые или линзовые.

Зубчатая прокладка (рис. 4.18, в) представляет собою кольцо, уплотняющая часть которого состоит из нескольких концентрически расположенных зубчатых круговых выступов. Вершины зубцов имеют площадку шириной ~ 0,1 мм, которая при зажатии прокладки деформируется и образует узкое кольцевое уплотнение. Количество зубцов зависит от диаметра фланцев и принимается в пределах 4—8. При пропуске среды через один зубец плотность обеспечивается следующими зубцами.

Линзовые прокладки (рис. 4.18, е) выполняются из гладких стальных колец толщиной 2—3 мм, привариваемых как к фланцу, так и друг к другу; таким образом, герметичность соединения достигается сваркой. При необходимости разборки соединения наружный сварной шов, при помощи которого прокладки свариваются друг с другом, должен быть разрушен.

В связи с тем, что негерметичность фланцевых соединений является одной из основных причин нарушения нормальной эксплуатации трубопроводов, количество фланцевых соединений стремятся свести к минимуму.

Применение фланцевых соединений стационарных трубопроводов *допускается только в следующих случаях*:

- для присоединения трубопроводов к оборудованию, изготовленному с фланцами;
- для присоединения фланцевой арматуры;
- для установки измерительных сопел и диафрагм, изготавливаемых с фланцами;
- для монтажных стыков трубопроводов, имеющих футеровки или антикоррозийное покрытие.

Во всех остальных случаях соединение труб между собою и труб с арматурой должно осуществляться сваркой.

Сварка трубопроводов. При монтаже трубопроводов наиболее широкое применение нашла ручная дуговая сварка плавящимися покрытыми электродами. При этой сварке дуга горит между плавящимся электродом с покрытием и свариваемым металлом. Металл, необходимый для заполнения зазора между свариваемыми кромками, образуется за счет расплавленного стержня электрода, а обмазка защищает сварочную ванну.

Трубопроводы пара и горячей воды всех категорий изготавливаются из углеродистых (малоуглеродистых) и низколегированных сталей. В зависимости от марки свариваемой стали и типа конструкции назначаются конкретные режимы сварки и технологические приемы.

Ниже сформулированы *основные требования*, выполнение которых позволяет обеспечить работоспособное сварное соединение [178]:

1. Сварочный материал должен обеспечивать свойства металла шва требуемой технологической и эксплуатационной прочности. В табл. 4.11 приведены марки применяемых электродов в зависимости от марок свариваемых сталей.

Таблица 4.11

Марки электродов

Характеристика свариваемой стали		Марка электродов
Тип, класс стали	Марка стали	
Углеродистая	08, 10, 20, Ст2, Ст3, Ст3Г	АНО-4, АНО-6М, ВСЦ-4А, МР-3, МР-3Р, МР-6, ОЗС-4, ОЗС-6, Ротекс-ОЗС-12, ОЗС-12, ЛЭЗОЗС-12, АНО-18, АНО-24, УОНИ-13/45, УОНИ-13/55, ЛЭЗУОНИ-13/55, УОНИ-13/55С, ИТС-4С, ТМУ-21У, ЛЭЗТМУ-21У, ЦУ-5, ЛЭЗЦУ-5, ЦУ-7, ЦУ-8, ЦУ-6, ТМУ-46, ТМУ-50, АНО-11, МТГ-01К, МТГ-02
Углеродистая	Ст4, 15Л, 20Л, 25Л	УОНИ-13/45, УОНИ-13/55, УОНИ-13/55С, ЛЭЗУОНИ-13/55, ИТС-4С, ВСЦ-4А, ЦУ-5, ЛЭЗЦУ-5, ТМУ-21У, ЛЭЗТМУ-21У, ЦУ-7, ЦУ-8, ТМУ-46, ТМУ-50, АНО-11, МТГ-01К, МТГ-02
Низколегированная конструкционная	15ГС, 16ГС, 17ГС, 14ГН, 16ГН, 09Г2С, 10Г2С1, 14ХГС, 20ГСЛ, 17Г1С, 17Г1СУ	ВСЦ-4А, ЦУ-5, ЛЭЗЦУ-5, УОНИ-13/55, ЛЭЗУОНИ-13/55, УОНИ-13/55С, ТМУ-21У, ЛЭЗТМУ-21У, ЦУ-7, ЦУ-8, ИТС-4С, АНО-11, МТГ-01К, МТГ-02
Низколегированная теплоустойчивая: трубы диаметром 100 мм и менее трубы диаметром более 100 мм	12МХ, 15ХМ, 12Х2М1, 12ХШФ, 12Х2МФБ, 12Х2МФСР	ТМЛ-1У, ЛЭЗТМЛ-1У, ЦУ-2ХМ, ЦЛ-39, ЛЭЗЦЛ-39, ЦЛ-38, ЛЭЗТМЛ-3У, ТМЛ-3У
	12МХ, 15ХМ, 20ХМЛ	ТМЛ-1У, ЛЭЗТМЛ-1У, ЦУ-2ХМ, ЦЛ-38
	12Х1МФ, работающие при температуре среды до 510 °С включительно	ТМУ-1У, ЛЭЗТМЛ-1У, ЦУ-2ХМ, ЦЛ-20, ЦЛ-20М, ЦЛ-39, ЛЭЗЦЛ-39, ТМЛ-3У, ЛЭЗТМЛ-3У, ЦЛ-38
	12Х1МФ, 15Х1М1Ф, 20ХМФЛ, 15Х1М1ФЛ, 15Х1М1Ф-ЦЛ, работающие при температуре среды до 570 °С включительно	ЦЛ-20, ЦЛ-20М, ТМЛ-3У, ЛЭЗТМЛ-3У, ЦЛ-39, ЛЭЗЦЛ-39, ЦЛ-45

Таблица 4.12

Режимы прокалки электродов

Марка сварочного материала (тип электрода)	Режимы повторной (перед использованием) прокалки		
	Температура, °С		Продолжительность, ч (допуск +0,5 м)
	Номинальная	Предельное отклонение	
ТМУ-21У, ЦУ-5, ЦУ-6, ЦУ-7, ЦУ-8, ИТС-4С, УОНИ-13/45, УОНИ-13/55, УОНИ-13/55С, ТМУ-46, ТМУ-50, АНО-11, МТГ-01К, МТГ-02, ТМЛ-1У, ЦУ-2ХМ, ЦЛ-38, ЦЛ-39, ЦЛ-20, ЦЛ-20М, ТМЛ-3У, ЦЛ-45, ЦЛ-57	360	±20	2,0
МР-3, МР-3Р, МР-6, АНО-4, АНО-6М, ОЗС-4, ОЗС-6, ОЗС-12, Ротскс-ОЗС-12, АНО-18, АНО-24	170	±20	1,0
ОЗЛ-6, ЗИО-8, ЭА-400/10У, ЭА-400/10Т, ЭА-395/9, НИАТ-5	220	±20	1,0
ЦТ-15, ЦТ-15-1, ЦТ-15К, ЦТ-26, ЦТ-26М, ЦЛ-25/1, ЦЛ-25/2, ЦЛ-9, ЦТ-10, ЦТ-45	330	±20	1,5
ВСЦ-4А	100	±10	1,0

Таблица 4.13

Рекомендуемая величина силы тока при сварке

Покрытие электрода	Диаметр электрода, мм	Ток, А
Основное (электроды УОНИ-13/55, ЦУ-5, ТМУ-21У, ТМЛ-3У, ТМЛ-1У, ЦЛ-39 и др.)	2,5	70—90
	3,0	90—110
	4,0	120—170
	5,0	170—210
Рутиловое (электроды ОЗС-4, АНО-6 и др.)	2,5	70—90
	3,0	90—130
	4,0	140—190
	5,0	180—230

2. Следует принимать меры, способствующие получению сварных соединений с минимальным количеством пустот (флокенов). Для этого следует применять электроды с основным покрытием и перед проведением сварочных работ выполнять просушку обмазки. В табл. 4.12 представлены режимы, которые необходимо выдерживать при прокалке электродов.

3. При сварке трубопроводов необходимо выдерживать оптимальные режимы — величину силы тока и напряжения, скорость сварки, температуру подогрева при сварке. В табл. 4.13 и 4.14 приведены рекомендательные значения величин сварочного тока для электродов различных диаметров и температуры подогрева труб перед сваркой.

4. Конструкция сварных стыков трубопроводов и технология сварки должны обеспечивать минимальный уровень остаточных напряжений в стыках, минимальное количество наплавленного металла, исключать возможность подкалки, обеспечивать плавный переход от элемента

Таблица 4.14

Рекомендуемая величина температуры подогрева труб перед сваркой

Марка стали свариваемых деталей	Номинальная толщина свариваемых деталей, мм	Температура подогрева, °С
Ст2, Ст3, Ст3Г, Ст4, 08, 10, 15Л, 20, 20Л	До 100 включительно Свыше 100	— 100—150
25Л, 10Г2	До 60 включительно Свыше 60	— 100—150
15ГС, 16ГС, 17ГС, 14ГН, 16ГН, 09Г2С, 10Г2С1, 17Г1С, 17Г1СУ, 14ХГС	До 30 включительно Свыше 30	— 100—150
20ГСЛ	До 30 включительно Свыше 30	— 150—200
12МХ, 15ХМ	До 10 включительно Свыше 10 до 30 включительно Свыше 30	— 150—200 200—250
12Х1МФ, 12Х2М1, 20ХМЛ	До 10 включительно Свыше 10 до 30 включительно Свыше 30	— 200—250 250—300
20ХМФЛ, 15Х1М1ФЛ, 15Х1М1Ф-ЦЛ, 15Х1М1Ф	До 10 включительно Свыше 10	— 300—350
12Х2МФСР, 12Х2МФБ	До 6 включительно Свыше 6	— 300—350

Примечание. Для стыков труб из стали 12Х1МФ с толщиной стенки 11—14 мм температура подогрева должна составлять 100—150 °С.

усиления к поверхности свариваемых деталей. В табл. 4.15 приведены рекомендованные конструкции сварных стыков трубопроводов.

Термическая обработка сварных соединений. При сварке трубопроводов, в соответствии с [178], предварительный нагрев свариваемых деталей должен быть обеспечен в следующих случаях:

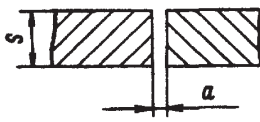
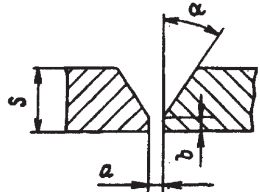
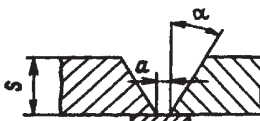
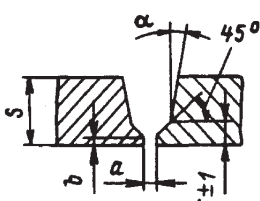
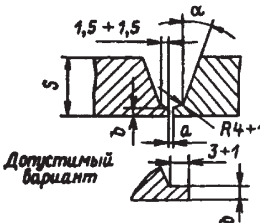
- при сварке углеродистых сталей с содержанием $C > 0,27\%$, а также независимо от содержания углерода при толщине стенки более 35 мм;
- для молибденовых, хромомолибденовых и хромомолибденованадиевых сталей — при толщине стенки более 10 мм;
- для других видов легированных сталей (перлитного и аустенитного классов), у которых при исследовании на свариваемость была установлена необходимость такого подогрева; в этих случаях необходимость подогрева деталей, а также его способ и режим указываются в соответствующих инструкциях или технических условиях;
- для деталей трубопроводов из углеродистых и легированных сталей, свариваемых при отрицательных температурах воздуха согласно данным, представленным в табл. 4.16 [178].

Наибольшее распространение получили следующие виды термической обработки сварных соединений трубопроводов (см. § 1.8.3):

- для низколегированных перлитных сталей — высокий отпуск;
- для высоколегированных аустенитных сталей — аустенизация;
- для легированных сталей всех классов как дополнение к предыдущим видам — старение.

Таблица 4.15

Конструкции сварных стыков трубопроводов

Тип разделки	Конструктивные элементы подготовленных кромок свариваемых деталей	Способ сварки	Конструктивные размеры				Наружный диаметр труб, D_n , мм
			S , мм	a , мм	b , мм	α , град	
Тр-1		РАД	1—3	$\leq 0,3 (1^{\pm 0,5})$	—	—	≤ 100
		Г	1—3	$1^{\pm 0,5}$	—	—	≤ 100
		ААД	≤ 4	$\leq 0,3$	—	—	≤ 159
		РД	2—3	$1^{\pm 0,5}$	—	—	≤ 159
		АФ	4—8	$1,5^{+0,5}$	—	—	≥ 200
Тр-2		РД, МП РД, МП АФ	3—5 6—14 15—25	$1^{+0,5}$ $1,5^{\pm 0,5}$ $2^{+0,5}$	$1^{\pm 0,5}$	$30^{\pm 3}$ (25—45)	РД, МП — независимо, АФ — более 200
		К (РАД), К (ААД)	4—25	$\leq 0,5 (1,5^{\pm 0,5})$			≥ 32
		РАД, ААД Г	2—10 3—8	$\leq 0,5 (1,5^{\pm 0,5})$ $1,5^{\pm 0,5}$			≤ 630 ≤ 159
Тр-3		РД	≥ 16	По п. 6.2.9	—	$15^{\pm 2}$	> 100
Тр-3а		РД	≥ 16	По п. 6.2.9	—	7^{+1}	> 100
Тр-3б		АФ	4—5 > 5	4^{+1} 6^{+1}	—	12^{+2} 12^{+2}	> 200 > 200
Тр-3в		МП	≥ 10	8^{+1}	—	$15^{\pm 2}$	≥ 133
Тр-3г		РД	≥ 5	По п. 6.2.9	—	$30^{\pm 3}$	> 100
Тр-3д		МП	≥ 5	8^{+1}	—	(25—45)	
Тр-6		МПК (РАД), К (ААД)	≥ 16 ≥ 10	$2^{\pm 0,5}$ $\leq 0,5 (1,5^{\pm 0,5})$	$1,5^{+0,5}$ $1,5^{+0,5}$	$10^{\pm 2}$ $10^{\pm 2}$	≥ 133 ≥ 133
Тр-7		К (РАД), К (ААД)	> 5	$\leq 0,5 (1,5^{\pm 0,5})$	$3^{\pm 0,2}$	$15^{\pm 2}$	≥ 108

Примечания.

1. В таблице приняты следующие условные обозначения способов сварки: РД — ручная дуговая покрытыми электродами; РАД — ручная аргонодуговая неплавящимся электродом; ААД — автоматическая аргонодуговая неплавящимся электродом; АФ — автоматическая под флюсом; МП — механизированная в углекислом газе; Г — газовая; К(РАД) — комбинированная: корень — ручная аргонодуговая, остальное — ручная дуговая или механизированная в углекислом газе; К(ААД) — комбинированная: корень — автоматическая аргонодуговая, остальное — ручная дуговая или механизированная в углекислом газе.

2. По п. 6.2.9 — ссылка дана на соответствующий пункт РД [178].

Таблица 4.16

Сварка трубопроводов при отрицательных температурах воздуха

Марка стали	Толщина металла, мм		
	До 10	10—16	Более 16
	Сварка разрешается при температуре окружающего воздуха, °С не ниже		
Углеродистая сталь с содержанием углерода 0,2 %	–20 °С без подогрева стыка	–20 °С без подогрева стыка	–20 °С с подогревом стыка до 100—200 °С
Углеродистая сталь с содержанием углерода 0,2 % (до 0,28 %)	–10 °С без подогрева стыка	–10 °С без подогрева стыка	–10 °С с подогревом стыка до 100—200 °С
Углеродистая сталь с содержанием углерода 0,28 % и молибденовая сталь марки 16М	–10 °С без подогрева стыка	–10 °С с подогревом стыка до 250—400 °С	–10 °С с подогревом стыка до 250—400 °С
Хромомолибденовые стали марок 12МХ, 15ХМ и другие легированные стали перлитного класса (12ХМФ и др.)	–10 °С с подогревом стыка до 250—400 °С	–10 °С с подогревом стыка до 250—400 °С	–10 °С с подогревом стыка до 250—400 °С
Высоколегированные стали аустенитного класса	По специальным техническим условиям		

Термообработка сварных соединений трубопроводов производится индукционным способом токами промышленной (50 Гц) и средней (до 8000 Гц) частоты, радиационным способом и газопламенными горелками. Основным способом нагрева при термообработке трубопроводов диаметром 108 мм и более с толщиной стенки свыше 10 мм является индукционный нагрев токами промышленной и средней частоты. Термообработку радиационным способом можно применить при толщине стенок трубы не более 50 мм, а газопламенным способом — при толщине не более 25 мм. В сварных соединениях из сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф при толщине стенки более 45 мм, независимо от диаметра труб, и при толщине стенки более 25 мм, при диаметре труб 600 мм и более необходимо проводить термообработку сразу после окончания сварки. Если по техническим причинам это невозможно сделать, то следует обеспечить медленное охлаждение стыков, укрыв их тепловой изоляцией толщиной 8—15 мм.

Методы дефектоскопии сварных соединений трубопроводов. В процессе изготовления, монтажа и ремонта трубопроводов необходимо проводить систематический контроль качества сварочных работ и сварных соединений: предварительный (в том числе входной), операционный и приемочный.

Предварительный контроль включает в себя проверку аттестации персонала, проверку оборудования и аппаратуры, а также контроль сварочных материалов, качества сборки и подготовки стыков под сварку.

Операционный контроль заключается в систематической проверке правильности выполнения заданного технологического процесса сварки и общих технологических операций.

Приемочный контроль подразумевает оценку качества выполненных работ с применением следующих видов контроля:

- визуального и измерительного;
- капиллярного или магнитопорошкового;
- стилоскопирования деталей и металла шва;
- измерения твердости металла шва;
- ультразвуковой и радиографической дефектоскопии;
- механических испытаний;
- металлографических исследований;
- прогонки металлического шара;
- гидравлических испытаний.

Разрушающие виды контроля качества сварных швов предназначены для определения характера, места расположения и размеров дефектов, их влияния на работоспособность сварных соединений. Разрушающий контроль осуществляется сверлением, технологической пробой, механическими испытаниями на растяжение, изгиб, срез, удар, твердость; металлографическими исследованиями макро- и микроструктуры сварных соединений, иногда гидравлическим или пневматическим испытанием сварных изделий с их разрушением.

Неразрушающие виды контроля предназначены для выявления как наружных, так и внутренних дефектов. Обычно наружные дефекты выявляются внешним осмотром с использованием измерительного инструмента, а внутренние определяются физическими методами исследования — магнитными, капиллярными, ультразвуком, просвечиванием рентгеновским и гамма-излучением и др.

Применение методов контроля, их объем и сочетание регламентируются руководящими документами на сварку, СНиПами, а также ведомственными актами, если иное не оговорено чертежами или техническими условиями на изготовление, монтаж и ремонт конкретного изделия.

4.3.3. Трассировка и крепление стационарных трубопроводов

В процессе ремонта оборудования турбоустановок часто возникает необходимость замены или перетрассировки трубопроводов. В этом случае предварительно, с учетом Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды [169], а также Строительных норм

и правил [179], должен быть разработан проект прокладки трубопроводов. При этом следует иметь в виду, что компоновка трубопроводов тесно связана с компоновкой оборудования в главном корпусе станции и в значительной мере предопределяется ею. Расположение оборудования дает отправные точки для разработки вариантов компоновки трубопроводов. В свою очередь, при проектировании компоновочных решений главного корпуса обязательно учитывается удобство трассировки важнейших трубопроводов. Состав основных узлов трубопроводов приведен в табл. 4.17.

Проект компоновки трубопроводов должен обеспечивать: удобство монтажа, возможность осуществления его крупными блоками; удобство обслуживания и ремонта; хорошую компенсацию тепловых удлинений; минимальное гидравлическое сопротивление; наименьший вес; простоту и удобство креплений; хороший дренаж; однотипность узлов; возможность расширения станции без переделок трубопроводов, с минимальными отключениями ранее установленных агрегатов для присоединения вновь монтируемых трубопроводов.

Проект компоновки трубопроводов должен также обеспечивать в процессе эксплуатации удобство выполнения следующих основных операций:

- прогрев, подключение и отключение трубопроводов;
- осмотр, эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт арматуры;
- обслуживание (контроль скорости ползучести металла, состояния сварных швов) паропроводов с температурой пара более 450 °С.

Требования к трассировке трубопроводов. Трассы трубопроводов проходят по всей территории станции и имеют сложную форму (рис. 4.19).

Трасса трубопровода должна соответствовать технологической схеме и обеспечивать компенсацию температурных удлинений. При этом трасса трубопроводов и размещение неподвижных креплений должны обеспечить достаточную гибкость, чтобы напряжения самокомпенсации, а также силы и моменты, передаваемые трубопроводами на оборудование, не превышали допустимых.

Для обеспечения наименьших гидродинамических потерь при проектировании и монтаже должны выполняться следующие основные требования [14, 180]:

- Отсутствие излишних поворотов трассы.
- Использование спрямлений трасс с целью уменьшения ее длины и углов поворота (рис. 4.20, а).
- Установка тройников таким образом, чтобы главный поток среды проходил тройник без поворота (рис. 4.20, б).
- Отсутствие высоких коэффициентов сопротивления задвижек (задвижки с суженным проходом); в случае вынужденного применения таких задвижек необходимо до и после задвижек иметь прямые участки (до задвижки 10—12 диаметров, после нее — не менее 5 диаметров трубы) во избежание резкого повышения гидродинамических потерь сверх значений, учитываемых коэффициентом сопротивления такой задвижки.
- При больших скоростях среды в напорных патрубках насосов (достигающих 5—7 м/с) сразу за патрубком должен устанавливаться переход на больший диаметр, а затем обратный клапан и задвижка (рис. 4.20, в).
- При разветвлении трубопровода на два трубопровода меньшего диаметра должен использоваться тройник, диаметр которого равен диаметру подводящего трубопровода.

Для удобства креплений трубопроводов следует выбирать их трассы вблизи рядов колонн, а также по перекрытиям и мостикам зданий. При прокладке труб малого диаметра, допускаемые пролеты которых меньше шага колонн, следует предусматривать специальные конструкции в пролетах между колоннами. Крепление трубопроводов осуществляется, как правило, к металлическим частям.

Монтажные расстояния между осью трубы и поверхностями стен или тепловой изоляцией соседних труб должны быть достаточны для выполнения и термообработки монтажных сварных стыков и теплоизоляционных работ. Рекомендуемые расстояния учитывают зазор

Таблица 4.17

Номенклатура узлов рабочих чертежей трубопроводов тепловых электростанций в главном корпусе

Наименование узла	Наименование и объем трубопроводов узла
Технологические станционные трубопроводы высокого давления	Главный паропровод, питательные трубопроводы, трубопроводы слива и продувок, трубопроводы КИПиА, фосфатирования и другие трубопроводы со схемами, монтажными чертежами, с опорами и подвесками, приводами, лестницами и площадками для обслуживания трубопроводов высокого давления
Технологические станционные трубопроводы низкого давления ($P \leq 22$ кгс/см ²): трубопроводы питательно-деаэрационных установок	Трубопроводы пара, конденсата, химически очищенной воды и других сред в пределах питательно-деаэрационных установок, бакового хозяйства, РОУ и БРОУ, растопочных сепараторов и различных других установок со схемами, монтажными чертежами, с опорами и подвесками, приводами, лестницами и площадками для их обслуживания
трубопроводы тепловых потребителей	Трубопроводы производственного пара, сетевых подогревателей и др. со схемами, монтажными чертежами, с опорами и подвесками, лестницами и площадками для их обслуживания
трубопроводы очистки основного конденсата турбины и общестанционных конденсатов	Трубопроводы очистки конденсата турбин, общестанционных конденсатов и других установок водоподготовки, включая антикоррозионные покрытия, со схемами, монтажными чертежами, с опорами и подвесками, приводами, лестницами и площадками для их обслуживания и др.
трубопроводы предпусковых продувок, кислотных промывок, консервации оборудования	Трубопроводы предпусковых продувок, кислотных промывок, консервации оборудования, обмывок и сбора кислых вод и другие со схемами, монтажными чертежами, с опорами и подвесками, приводами, лестницами и площадками для их обслуживания и др.
трубопроводы циркуляционной воды, сырой воды и охлаждения подшипников и механизмов	Трубопроводы циркуляционной воды, сырой воды, охлаждения подшипников и другие со схемами, монтажными чертежами, с опорами и подвесками, лестницами и площадками для их обслуживания и др.
трубопроводы шлакозолоудаления и облицовки каналов и гидрошлакозолоудаления	Трубопроводы гидрошлакозолоудаления, пневмозолоудаления и другие со схемами, монтажными чертежами, с опорами и подвесками, приводами, лестницами и площадками для их обслуживания и др.
выхлопные трубопроводы	Выхлопные трубопроводы всех назначений со схемами, монтажными чертежами, опорами и подвесками, лестницами и площадками для их обслуживания и др.
вспомогательные трубопроводы	Маслопроводы, паромазутопроводы, трубопроводы ацетилена, кислорода, водорода, трубопроводы сжатого воздуха, установок огнестойкой жидкости, отбора пара и воды для собственных нужд и другие трубопроводы со схемами, монтажными чертежами, с опорами и подвесками, приводами, лестницами и площадками для их обслуживания

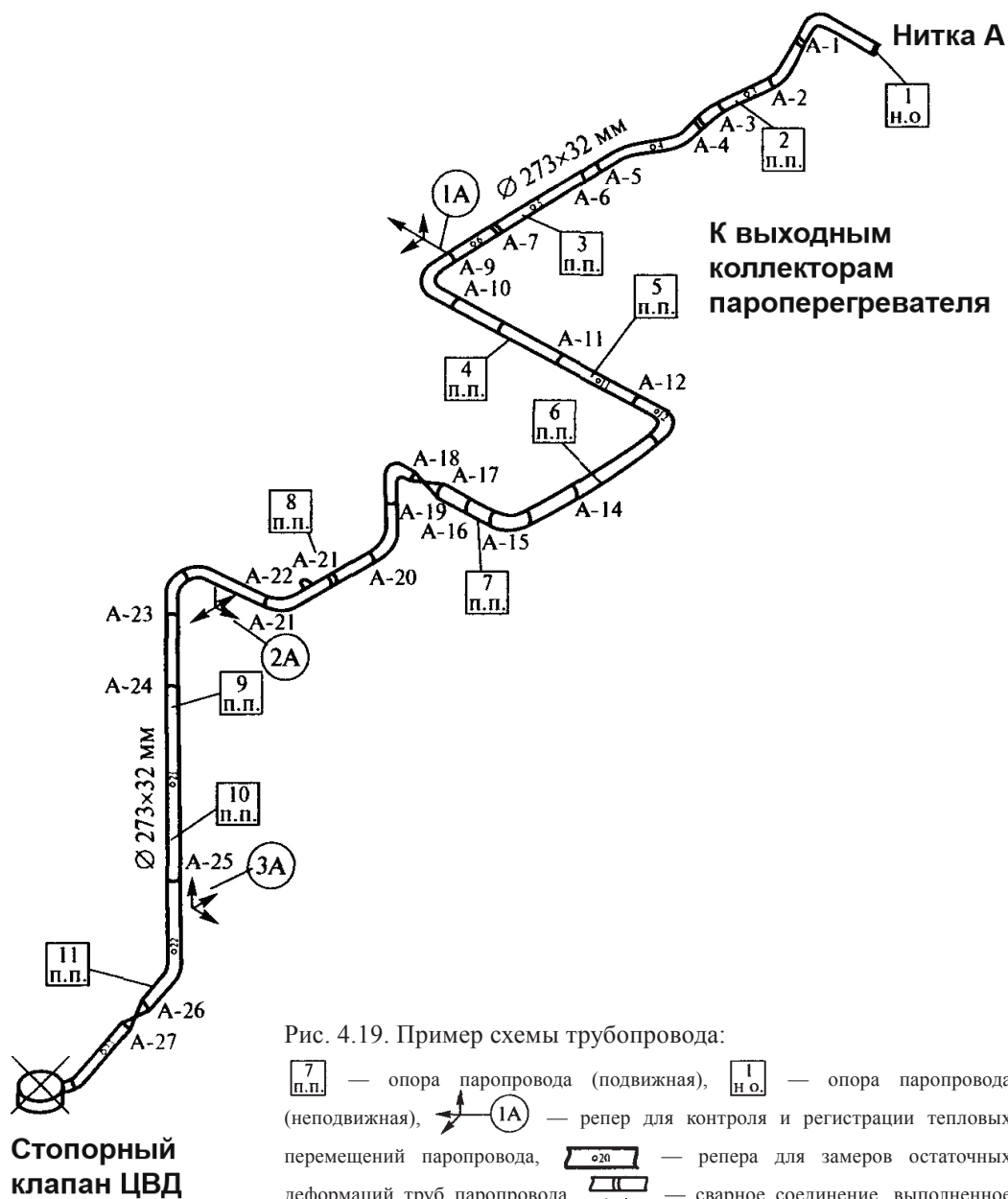


Рис. 4.19. Пример схемы трубопровода:

[7 п.п.] — опора паропровода (подвижная), [1 н.о.] — опора паропровода (неподвижная), 1А — репер для контроля и регистрации тепловых перемещений паропровода, [20] — репера для замеров остаточных деформаций труб паропровода, А-4 — сварное соединение, выполненное в организации — изготовителе паропровода, А-15 — сварное соединение, выполненное при монтаже паропровода, [задвижка] — задвижка

120—150 мм от поверхности тепловой изоляции трубы до стены или теплоизоляции соседней трубы и зазор не менее 200 мм между поверхностями неизолированных труб. Расстояния между осями труб должны быть проверены с точки зрения возможности размещения опор, подвесок и кронштейнов для них.

Трассы трубопроводов должны выбираться так, чтобы избежать излишних нижних и верхних точек, требующих устройства дренажей и воздушников. Уклоны горизонтальных участков трубопроводов (для обеспечения дренажа) должны выбираться по направлению движения пара и должны учитывать увеличение стрелы прогиба в пролетах в результате ползучести металла.

Расчетные уклоны трубопроводов должны назначаться с учетом условий их прокладки и эксплуатации. В трубопроводах большой протяженности, таких как паропроводы к снабжаемым от ТЭЦ промышленным потребителям, создание уклонов $i \geq 0,001—0,002$ связано с техническими затруднениями и дополнительными затратами. В то же время случаи отключения и последующих пусков таких паропроводов весьма редки, а время их прогрева может быть длительным, и это позволяет принимать для таких паропроводов минимальную величину попутного уклона 0,001—0,002.

Для стационарных трубопроводов, имеющих ограниченную длину и достаточную разность отметок начала и конца, создание уклонов не вызывает затруднений. В то же время необходимость в прогревах возникает сравнительно часто, причем время прогрева ограничено. В связи с этим Правилами технической эксплуатации [18, 19] для паропроводов предусматриваются уклоны не менее 0,004. Монтажные уклоны горизонтальных участков стационарных трубопроводов других назначений принимаются не менее следующих значений: для водоводов — 0,002, для дренажных труб — 0,003, для паромазутопроводов — 0,005.

Необходимо иметь в виду, что *монтажные уклоны могут не сохраняться* по следующим причинам:

- из-за наличия вертикальных смещений пространственных паропроводов при повышении их температуры, в результате чего изменяются уклоны горизонтальных участков (рис. 4.21);
- из-за появления остаточных, постепенно нарастающих прогибов в горизонтальных пролетах в результате ползучести металла паропроводов, работающих при высоких температурах.

Во время пуска паропроводов, а также во время их работы внутри трубопровода образуется конденсат, который необходимо быстро удалять, не допуская его скопления во избежание гидравлических ударов в самом трубопроводе и в подключенных к нему аппаратах. В связи с этим необходимо обеспечить нужный уклон $i \geq 0,004$ для паропроводов в условиях, когда может наблюдаться образование конденсата, т. е. при температуре насыщения t_s , соответствующей рабочему давлению.

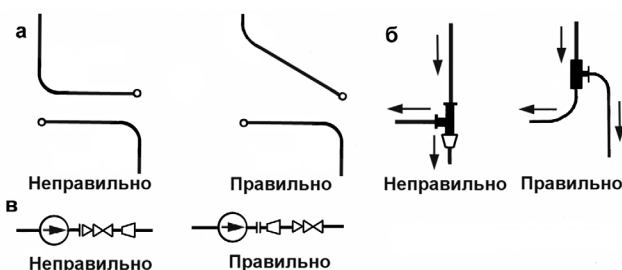


Рис. 4.20. Конструктивные решения, уменьшающие гидродинамические потери.

Обозначения см. в тексте

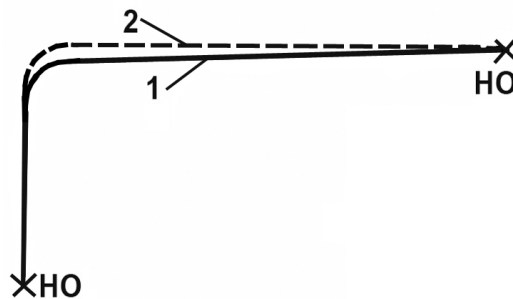


Рис. 4.21. Изменение уклона горизонтального участка в результате вертикального смещения: 1 — холодный трубопровод, 2 — горячий трубопровод; НО — неподвижная опора

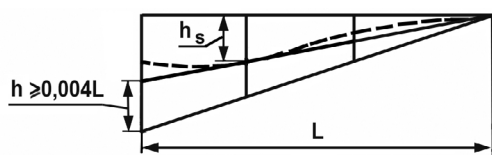


Рис. 4.22. Графическое определение монтажных отметок креплений горизонтального участка

нию в паропроводе. Задать необходимые монтажные уклоны несложно, так как вертикальные смещения оси трубопровода при рабочей температуре определяются в расчете на самокомпенсацию тепловых удлинений. При температуре насыщения t_s величина смещения равна:

$$h_s = t_s h_{\text{раб}} / t_{\text{раб}}, \quad (4.1)$$

где $h_{\text{раб}}$ — величина смещения при рабочей температуре.

Если $h_{\text{раб}} < 0$, т. е. трубопровод при разогреве смещается вниз, то может быть задан минимальный уклон $i = 0,004$. Если же $h_{\text{раб}} > 0$, т. е. трубопровод смещается вверх, то необходимые монтажные отметки можно задать при помощи графического построения. Для этого, как показано на рис. 4.22, откладывают в масштабе смещения $(-h_s)$, т. е. вниз от горизонтальной линии, и от начала горизонтального участка проводят прямую линию таким образом, чтобы она прошла через ту точку $(-h_s)$, при которой уклон получается наибольшим (все остальные смещения $(-h_s)$ не будут при этом достигать проведенной прямой). После этого проводят линию, имеющую уклон на 0,004 больше найденной наклонной прямой, которая и определяет отметки в точках пружинных креплений. Вертикальный масштаб при таком графическом построении следует принимать в 20—50 раз больше горизонтального.

Действительный уклон вдоль трубопровода является переменной величиной, зависящей от величины номинального монтажного уклона, определяемого разностью отметок опор и величиной прогиба в данном сечении. Для того чтобы не возникало местных обратных уклонов, необходимо, чтобы пролет был не больше, чем определяемый по формуле

$$l \leq 100 \left(\frac{9,8 E I i}{q} \right)^{1/3}, \quad (4.2)$$

где l — длина пролета, м;

E — модуль упругости холодного металла, МПа;

I — момент инерции поперечного сечения трубы, м⁴;

i — минимальный уклон;

q — масса участка трубопровода длиной 1 м с тепловой изоляцией, но без воды, кг.

Это условие должно быть выполнено при опорожнении трубопровода после слива среды. Пролеты трубопроводов, указанные в межведомственных нормах, учитывают упругие прогибы в пролетах при минимальных уклонах i .

Для удаления конденсата в нижних точках каждого отключаемого участка паропровода и перед запорными задвижками должен быть предусмотрен *дренажный штуцер* достаточного сечения с арматурой.

В верхних точках трубопроводов должны предусматриваться *воздушники* для выпуска воздуха из трубопровода при его заполнении.

Дренажно-продувочная система паропроводов должна обеспечивать:

- удаление конденсата и влажного пара из прогреваемого участка паропровода перед включением его в работу (продувка паропровода, пусковой дренаж);
- удаление сконденсировавшегося пара из отключенного участка паропровода (опорожнение);
- постоянное удаление конденсата из участка паропровода, находящегося под давлением, если в нем образуется конденсат (постоянно действующий дренаж);
- удаление воздуха из паропроводов при заполнении их водой для гидравлического испытания; сбор и использование конденсата и тепла дренажей и продувок в тепловой схеме станции.

Точки пускового дренажа оборудованы штуцером и устанавливаемым за ним последовательно одним вентилям, выполняющим роль одновременно и запорного и регулирующего (при рабочих давлениях до 2,2 МПа). При рабочих давлениях среды свыше 2,2 МПа устанавливается сначала запорный, а за ним регулирующий вентиль, а при условных давлениях выше 20 МПа должны устанавливаться запорный вентиль, регулирующий вентиль и дросселирующая шайба. Регулирующие вентили во всех случаях устанавливаются за запорными вентилями, чтобы уменьшить скорость пара и износ уплотнительных поверхностей запорных вентилях.

В главных паропроводах (как и в других, работающих при высокой температуре перегрева пара) после их прогрева и пуска конденсат не образуется и устройства постоянного дренажа не нужны. Исключением являются паропроводы к оборудованию, которое должно очень быстро вводиться в работу: редукционно-охладительные установки, резервные питательные турбонасосы. Паропроводы к этому оборудованию должны постоянно находиться в прогретом состоянии и под давлением; перед включающим клапаном к такому оборудованию должен быть устроен постоянный дренаж, который выполняется в виде дросселирующего устройства (вентиль и шайбы) и пропускает протекающий пар в паропровод более низких параметров (паропровод промежуточного перегрева, паропровод 0,6 или 0,25 МПа). Такая система предназначена не столько для дренажа, сколько для непрерывного прогрева. Постоянные дренажи трубопроводов низкого давления осуществляются при помощи конденсационных горшков, а дренирование паропроводов с давлением 0,12—0,15 МПа может осуществляться с помощью гидрозатворов.

Для уменьшения количества дренажных точек паропроводы следует выполнять с постоянным уклоном по ходу движения пара, избегая создания вертикальных участков. В тех случаях, когда это является неизбежным, например при установке вертикальных П-образных компенсаторов на переключательной перемычке, следует создавать перепуск дренажа. В местах установки измерительных шайб на горизонтальных трубопроводах предусматривать специальные дренажные устройства нет необходимости, так как для этой цели используются заборные трубки присоединения расходомера.

На всех паропроводах с внутренним диаметром 150 мм и более с температурой среды 300 °С и выше должны устанавливаться указатели (индикаторы) для контроля за температурными перемещениями паропроводов и наблюдения за работой опор. Устанавливается по два-три указателя на каждом участке самокомпенсации вблизи от мест с наибольшими смещениями трубопровода [181].

Классификация опор и подвесок трубопроводов. Трубопроводы закрепляются на каркасе и металлоконструкциях главного здания с помощью опор и подвесок различного типа, назначение которых — воспринимать весовую нагрузку трубопровода и одновременно обеспечивать свободу его температурных перемещений при прогреве и при остывании.

Конструктивно опоры и подвески состоят из следующих частей:

- деталей, закрепляемых на трубе (хомуты, подушки и т. д.);
- промежуточных элементов, соединяющих крепление к трубе с креплением к зданию (тяги, пружинные блоки и т. д.);
- крепления к зданию или строительной конструкции.

Элементы, закрепляемые на трубе, выполняются с учетом теплоизоляционного слоя; детали их, соприкасающиеся с трубой, нагреваются примерно до температуры трубопровода. К элементам креплений, соединяемых со строительными конструкциями, в основном относятся кронштейны различных типов, железобетонные подушки под скользящие опоры, отверстия в перекрытиях с шайбами для закрепления тяг подвесок, иногда металлические стойки.

Опоры и подвески трубопроводов классифицируются по перемещениям, которые они допускают. Различают два основных класса опор:

- неподвижные, которые не допускают в месте их установки ни линейных, ни угловых перемещений закрепленного сечения;
- подвижные, обеспечивающие свободу перемещения трубопровода в заданном направлении и предохраняющие его от повреждения.

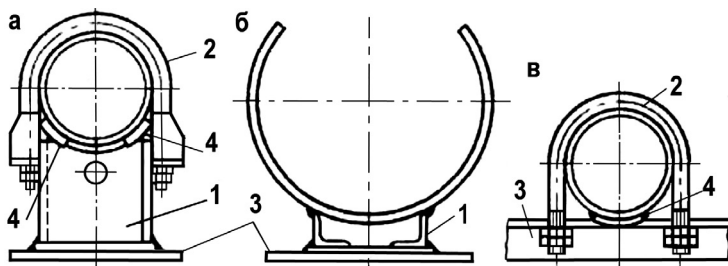


Рис. 4.23. Неподвижные опоры:

a — хомутовые, *б* — приварные, *в* — бескорпусные; 1 — корпус, 2 — хомут, 3 — опорная конструкция, 4 — упор

ные нагрузки от веса трубопровода и горизонтальные (осевые) — от тепловых деформаций трубопровода, сил трения подвижных опор, а также гидравлические удары, вибрацию и пульсацию. Неподвижные опоры должны крепиться к частям здания, сооружения или к оборудованию, способному воспринимать усилия, передаваемые этими опорами при самом неблагоприятном случае их нагружения. Корпуса неподвижных опор привариваются или прикрепляются болтами к несущим конструкциям трубопровода.

Неподвижные опоры в зависимости от назначения имеют различную конструкцию [176]: хомутовые (рис. 4.23, *a*), предназначенные для паропроводов высокого и сверхкритического давления; приварные (рис. 4.23, *б*) — для питательных трубопроводов, паропроводов среднего давления и трубопроводов низкого давления; бескорпусные (рис. 4.23, *в*) — для трубопроводов низкого давления. В хомутовых опорах труба закрепляется затяжкой гаек, в приварных труба приваривается к корпусу опоры, в бескорпусных к трубе привариваются упоры 4, устанавливаемые вплотную к корпусу опоры.

Неподвижные опоры необходимо располагать, исходя из условия самокомпенсации находящегося между ними участка трубопровода; при невозможности соблюдения этого требования в трубопровод между неподвижными опорами должны встраиваться компенсирующие устройства.

Обычно неподвижные опоры устанавливаются на концах трасс (например, на паропроводах свежего пара — у выходного коллектора пароперегревателя котла и у стопорного клапана турбины), но иногда применяются неподвижные опоры и в других (промежуточных) точках трасс, а также на концах ответвлений, у клапанов ПСБУ.

Подвижные опоры подразделяются на опоры, допускающие перемещения трубопровода в горизонтальной плоскости (к ним относятся скользящие и катковые опоры, а также жесткие подвески), и опоры, допускающие вертикальные смещения и лишь незначительные горизонтальные перемещения (это пружинные подвески, опоры постоянного усилия, вертикальные направляющие опоры и проходы через перекрытия и крышу). Подвижные опоры должны поддерживать трубопровод и не препятствовать его осевому перемещению под влиянием температурных деформаций. Они воспринимают только вертикальную нагрузку от веса трубопровода со средой и изоляцией.

К подвижным опорам относятся [176]: *скользящие опоры*, обеспечивающие перемещения горизонтального трубопровода в двух направлениях (вдоль и поперек оси) и повороты в горизонтальной плоскости с запретом вертикального перемещения; *скользяще-направляющие опоры*, обеспечивающие перемещение трубопровода в одном направлении (обычно вдоль оси трубопровода) с запретом вертикальных перемещений и горизонтальных поворотов; *направляющие опоры*, применяющиеся с целью предохранения трубопровода от вибраций, для обеспечения правильной работы сальниковых компенсаторов, а также для предохранения чугунной арматуры от изгибающих моментов, вызванных компенсацией температурных удлинений.

Неподвижные опоры должны обеспечивать неподвижность закрепляемой точки трубопровода, исключать возможность проворачивания в них трубопровода, воспринимать усилия и моменты самокомпенсации соседних участков трубопровода, усилия и моменты от сил трения в скользящих опорах, передавать на строительные конструкции все усилия и моменты, не воспринятые подвижными креплениями, и т. д. Неподвижные опоры воспринимают вертикальные

Все типы направляющих опор допускают поворот трубопровода примерно на $0,01—0,02$ рад, следовательно, они не могут предохранить чугунную арматуру от воздействия изгибающих моментов при установке одной такой опоры. Для решения этой задачи устанавливается не менее двух направляющих опор с расстоянием между ними в несколько метров.

Наиболее распространенными являются скользящие опоры, перемещающиеся вместе с трубой по поверхности несущих конструкций трубопровода (рис. 4.24, а, б). В ряде случаев для сохранения прямолинейности трубопровода к несущим конструкциям по обе стороны от скользящих опор привариваются направляющие планки.

Из всех подвижных опор скользящие опоры являются наиболее простыми по своему исполнению. Однако применение скользящих опор ограничивается вследствие значительного сопротивления перемещениям, создаваемого трением скольжения и достигающего 30—40 % нагрузки на опору. Так как продольные (осевые) составляющие сил трения передаются на неподвижные точки крепления трубопровода, неподвижные опоры в этом случае должны рассчитываться на значительные усилия, что не всегда возможно осуществить. Составляющие сил трения, перпендикулярные оси трубы, вызывают дополнительные изгибающие напряжения, которые могут достигать значительной величины. С учетом этого на ответственных трубопроводах избегают применения скользящих опор, ограничиваясь их установкой в точках с малыми поперечными смещениями трубопровода. Применение отдельных скользящих опор целесообразно как мера борьбы с вибрациями трубопроводов.

С целью уменьшения трения между пятой опоры и опорной поверхностью применяют *катковые (роликовые) опоры* (рис. 4.24, в, д), которые представляют собой скользящие опоры, поставленные на двухкатковые обоймы или непосредственно на катки (ролики). Направляющими опорами являются скользящие опоры с направляющими планками или бескорпусные хомутовые опоры, в которых труба скользит непосредственно по поверхности несущей конструкции и удерживается от поперечного смещения хомутом. Наиболее простая типовая конструкция с расположением катков перпендикулярно оси трубопровода снижает продольные составляющие сил трения, но не уменьшает по сравнению со скользящими опорами сил трения, перпендикулярных оси трубы (а именно эти силы трения ухудшают самокомпенсацию, создавая дополнительные моменты). Этого недостатка лишены катковые опоры с двумя рядами катков, обеспечивающие малое сопротивление как продольным, так и поперечным перемещениям трубы, однако эти опоры несколько сложны и не оказывают сопротивления ветровым нагрузкам. Катковые опоры обладают значительно меньшим сопротивлением продольному перемещению трубопровода, т. е. в направ-

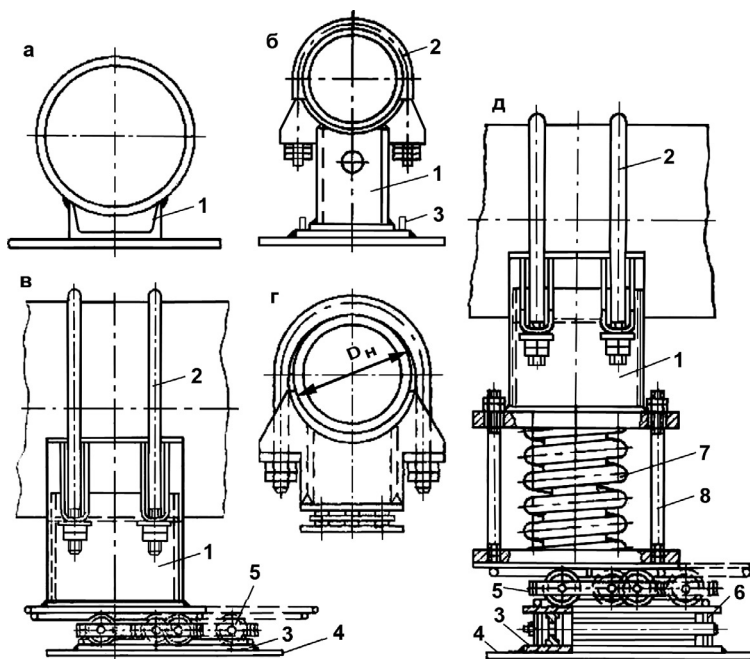


Рис. 4.24. Подвижные опоры.

а — приварная скользящая, б — хомутовая направляющая, в — катковая, г — шариковая хомутовая опора, д — катковая пружинная опора; 1 — корпус, 2 — хомут, 3 — опорная направляющая плита, 4 — опорная конструкция, 5 — обойма с катками, перемещающимися вдоль трубы, 6 — обойма с катками, перемещающимися поперек трубы, 7 — блок пружин, 8 — монтажные шпильки

лении, строго перпендикулярном образующей катка. При поперечном перемещении сопротивление в этих опорах силам трения такое же, как и у скользящих опор, что создает дополнительные моменты, ухудшающие условия самокомпенсации трубопровода.

В некоторых случаях применяют *подвижные шариковые опоры* (рис. 4.24, з), допускающие перемещение трубопровода в любом горизонтальном направлении без отрыва трубы от опорной площадки. От применения шариковых опор в настоящее время практически отказались, так как практика показала, что в них трудно обеспечить равномерную нагрузку на шарики, в особенности при поворотах оси трубопровода в вертикальных плоскостях, что приводило к заеданиям и повреждению опоры.

Жесткие подвески (без пружин, рис. 4.25, а, б) обеспечивают перемещения и повороты трубопровода в любой плоскости с запретом вертикальных перемещений. Они находят применение как для вертикальных трубопроводов, так и для горизонтальных. По своей простоте и малому сопротивлению смещениям жесткие подвески являются наилучшим типом крепления горизонтальных трубопроводов при их горизонтальных смещениях. Однако горизонтальное смещение ограничивается длиной тяги, которая является связующим элементом между узлом крепления опоры к трубе трубопровода и узлом крепления к зданию или оборудованию (рис. 4.26). При отклонении тяги от вертикального положения в результате смещения ее нижней точки крепления к трубе на величину Δ эта точка поднимается на высоту

$$h = L - \sqrt{L^2 - \Delta^2} \approx \Delta^2 / (2L), \quad (4.3)$$

где L — длина тяги;

Δ — горизонтальное смещение в точке крепления трубы, вызванное тепловым удлинением трубопровода.

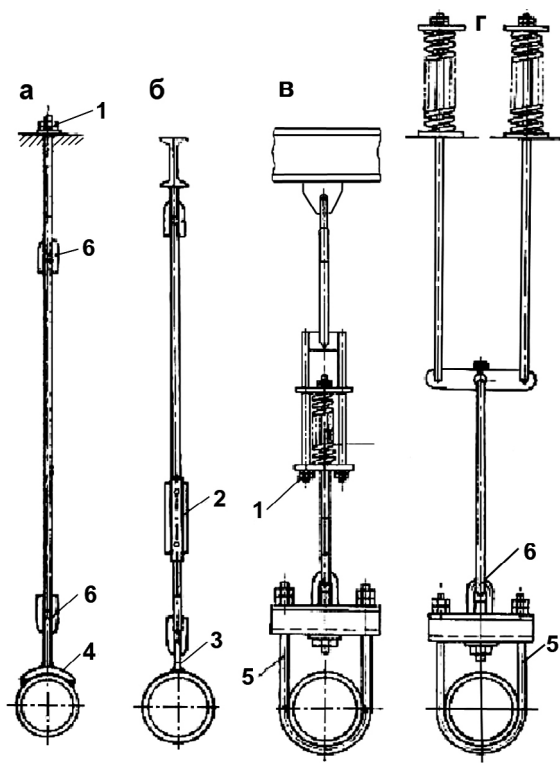


Рис. 4.25. Подвески для горизонтальных трубопроводов:
а — жесткая с гайкой,
б — жесткая с талрепом,
в и г — пружинные с одной и двумя пружинами

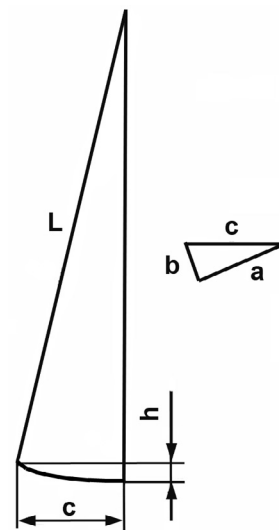


Рис. 4.26. Подъем точки крепления при отклонении жесткой подвески от вертикали:
 L — длина тяги, h — подъем крепления, a — продольное смещение, b — поперечное смещение, c — суммарное смещение

В результате подъема точки крепления относительно соседних опор увеличивается нагрузка на крепление, появляются дополнительные изгибающие моменты в трубопроводе, изменяются уклоны и появляются горизонтальные составляющие сил в точках крепления. При достаточной длине тяги все эти явления незначительны, но влияние их может быть еще уменьшено, если при монтаже место крепления тяги к трубе сдвинуть на $0,5 \Delta$ навстречу перемещению при нагреве. В этом случае при рабочей температуре трубопровода вертикальная отметка точки подвеса не изменяется, нагрузка на опору и напряжения от весовой нагрузки в трубопроводе и его уклоны остаются на уровне расчетных. Во избежание появления в горизонтальной плоскости изгибающих моментов от подъема точки крепления при отклонении жесткой подвески от вертикали и от нежелательных нагрузок в креплении следует принимать длину тяги не менее $l = 10 \Delta$. В этом случае горизонтальные составляющие сил не превысят 5 % расчетной весовой нагрузки.

Пружинные подвески и опоры (рис. 4.25, в, г, рис. 4.27) обеспечивают перемещение трубопровода в вертикальном направлении. Конструкция пружинных подвесок как для горизонтальных, так и для вертикальных трубопроводов аналогична конструкции жестких подвесок и отличается только наличием пружины. В зависимости от величины вертикального смещения и нагрузки пружинные подвески с одной тягой могут выполняться с одной, двумя и тремя пружинами, устанавливаемыми последовательно (пружинная цепь), а при наличии у подвески двух тяг — соответственно с двумя, четырьмя и шестью пружинами. Правильный выбор пружинной подвески сводится к рациональному выбору пружин, позволяющему получить необходимую техническую характеристику такой подвески.

Расстановка опор и подвесок. Одной из важных задач при проектировании трубопроводов ТЭС является правильное их крепление, выбор типа опор, подвесок и способа регулирования пружинных подвесок. При помощи опор трубопровод разбивают на несколько участков, причем на концах каждого из этих участков устанавливают неподвижные опоры, а между ними — подвижные. Применение такой схемы дает ясное представление о величинах и направлениях расширения отдельных участков, благодаря чему появляется возможность выбрать и рассчитать так называемое компенсационное устройство, воспринимающее температурное удлинение.

Подвижные опоры рассчитывают на соответствующую весовую нагрузку, а также на усилия, создаваемые трением при перемещении опоры. Неподвижные опоры рассчитывают на весовую нагрузку и на те усилия, которые в них создаются при компенсации расширения соответствующих участков (табл. 4.18). Кроме того, следует учитывать усилия, возникающие от трения в подвижных опорах горизонтальных трубопроводов либо в вертикальных участках в связи со сжатием или расширением пружин, часто используемых в подвижных опорах.

Неподвижными креплениями трубопровод разбивается на самостоятельные участки в отношении компенсации температурного расширения. Присоединения к агрегатам и аппаратам также следует рассматривать как фиксипункты, хотя эти закрепления и имеют смещения относительно здания, вызываемые нагревом оборудования. Неподвижные крепления должны быть достаточно массивными, поскольку кроме веса ближайшего пролета трубопровода эти крепления должны воспринимать [182]:

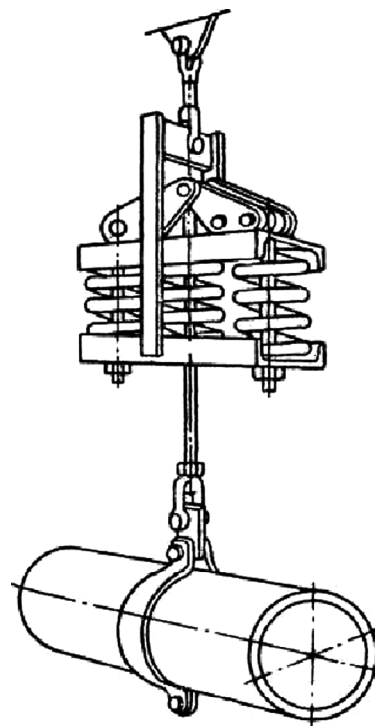


Рис. 4.27. Пружинная подвеска с тремя пружинами

Таблица 4.18

Перечень отдельных составляющих суммарной нагрузки, действующей на опору и узел ее крепления

Наименование составляющих нагрузки	Характеристика нагрузки	Направление действия нагрузки
Собственный вес труб и фасонных элементов трубопровода	Распределенная	Вниз
Вес воды, заполняющей трубопровод	То же	То же
Вес тестовой изоляции трубопровода	—«—	—«—
Вес арматуры трубопровода	Сосредоточенная	—«—
Собственный вес опоры трубопровода	То же	—«—
Трение в опорной конструкции под опору	—«—	Вдоль перемещения трубы
Момент трения в опорной конструкции от нагрузки	—«—	В плоскости трения
Момент от несовпадения оси действия весовой нагрузки с осью опорной конструкции при смещении трубопровода	—«—	В вертикальной плоскости трубопровода
Трение в элементах направляющих опор	—«—	В плоскости опорной поверхности опоры
Момент в направляющей опоре от поворота трубы	—«—е	То же
Компенсационные опорные реакции	—«—	В плоскости трубопровода или в пространстве
Компенсационные опорные моменты	—«—	То же
Момент от компенсационных опорных реакций	—«—	В плоскости трубопровода
Гидравлический распор встроенных компенсаторов	—«—	То же
Механический распор (жесткость) компенсаторов, встроенных в трубопровод	—«—	В плоскости продольной оси трубопровода и компенсатора
Опорные реакции от ответвлений на тройниках	—«—	В плоскости ответвлений и трубопровода

- усилия и моменты самокомпенсации соседних участков трубопроводов в самых неблагоприятных (при наличии задвижек) сочетаниях; эти усилия и моменты должны учитывать полную саморастяжку трубопровода вследствие релаксации температурных напряжений;
- усилия и моменты от неуравновешенных весом трубопровода усилий натяжения пружинных подвесок (это дополнительное усилие может достигать 15—25 % веса всего трубопровода);
- динамические усилия, возникающие при гидравлических ударах в трубопроводах;
- усилия трения, достигающие при наличии скользящих опор до 30 % от веса трубопровода.

При разрезанных трубопроводах (с сальниковыми компенсаторами, концевые участки с линзовыми компенсаторами, выхлопные трубопроводы) неподвижные крепления должны быть рассчитаны, кроме того, на восприятие силы гидравлического (у выхлопных трубопроводов удвоенного гидродинамического) давления на площадь поперечного сечения трубы. Составляющие расчетных нагрузок на неподвижные опоры определяются по следующим формулам [182]:

- для каждого из горизонтальных направлений

$$N = 1,2(F_1 + F_2) + F_{\text{тр}}^{\text{max}}, \quad (4.4)$$

- для вертикального направления

$$N = 1,2(F_1 + F_2) + 1,2(Q_1 + Q_2) + Q, \quad (4.5)$$

где F_1 и F_2 — действующие на опору силы от самокомпенсации температурных удлинений прилегающих участков;

$F_{\text{тр}}^{\text{max}}$ — большая из сил трения, передаваемых на опору;

Q_1 и Q_2 — не уравновешенные весом силы натяжения пружинных креплений участка в холодном состоянии трубопровода;

Q — весовая нагрузка на опору (определяется так же, как для жестких опор без пружин).

В формуле (4.4) за положительную принимается большая из сил (F_1 или F_2), знак меньшей определяется ее направлением. В формуле (4.5) за положительные принимаются силы, действующие вниз. *В качестве расчетных должны быть приняты наибольшие значения нагрузок.*

На вертикальном участке трубопровода достаточно иметь одну подвеску, так как напряжения растяжения или сжатия при этом невелики. Располагать хомут такой пружинной подвески следует на такой высоте вертикального участка, где температурные перемещения невелики. Применять на вертикальном участке две или более пружинных подвески следует только тогда, когда это необходимо по условиям прочности самих стандартных подвесок (предельным нагрузкам на пружины, хомуты) или несущей способности перекрытий.

Направляющие опоры применяют с целью предохранения от вибраций, для обеспечения правильной работы сальниковых компенсаторов, а также для предохранения чугунной арматуры от изгибающих моментов, вызываемых самокомпенсацией температурных удлинений. Направляющие опоры не предохраняют трубопроводы от поворота более чем на 0,01—0,02 рад, а следовательно, и не могут предохранить чугунную арматуру от воздействия изгибающих моментов; для указанной цели необходимо не менее двух направляющих опор с расстоянием в несколько метров между ними.

4.4. Тепловая изоляция трубопроводов

4.4.1. Назначение тепловой изоляции

Тепловая изоляция трубопроводов служит для сохранения теплоты транспортируемого по трубопроводу теплоносителя, снижения разности температур между наружной и внутренней стенками труб и уменьшения температурных напряжений, возникающих во время разогрева и охлаждения трубопровода, а также для защиты горячих поверхностей деталей трубопроводов

от охлаждения, создания нормальных температурных условий для обслуживающего персонала ТЭС и предотвращения несчастных случаев от ожогов.

По нормативным требованиям [169], тепловой изоляции подлежат:

- трубопроводы с температурой теплоносителя выше 45 °С, расположенные в помещениях, а также вне помещений, но в пределах доступа обслуживающего персонала;
- трубопроводы с температурой теплоносителя выше 60 °С, расположенные вне помещений;
- выхлопные и временные трубопроводы в местах, доступных для обслуживающего персонала;
- в необходимых случаях трубопроводы холодной воды, расположенные в помещениях, для предотвращения в холодное время года конденсации на их поверхности влаги из окружающего воздуха;
- трубопроводы, расположенные вне помещений, с целью предотвращения замерзания при случайных прекращении движения воды в них.

При качественном выполнении и хорошем состоянии тепловой изоляции трубопроводов потери теплоты в окружающую среду трубопроводами по отношению к потерям теплоты всего изолированного оборудования составляют от 15 до 20 % для конденсационных и до 25 % для теплофикационных электрических станций. В соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций [19] при температуре окружающего воздуха 25 °С *температура наружной поверхности изоляции трубопроводов должна составлять:*

- не более 45 °С для трубопроводов с температурой теплоносителя до 500 °С,
- не более 48 °С для трубопроводов с температурой теплоносителя от 500 до 650 °С.

Тепловая изоляция не должна препятствовать свободному доступу к оборудованию и создавать неудобства в работе обслуживающего персонала.

4.4.2. Теплоизоляционные материалы и конструкции тепловой изоляции

Материалы, применяемые для тепловой изоляции, не должны оказывать вредного действия на обслуживающий персонал во время выполнения работ по тепловой изоляции и эксплуатации оборудования, а также должны быть нейтральными к металлу стенок труб и деталей трубопроводов, сохранять свои теплофизические и механические свойства в течение всего периода эксплуатации, обладать хорошей транспортабельностью без потери качества.

Технические требования к материалам и конструкциям. При ремонте и в процессе эксплуатации теплоизоляционные конструкции подвергаются температурным, влажностным, механическим, в том числе вибрационным, воздействиям.

К теплоизоляционным материалам и конструкциям предъявляются следующие общие технические требования:

- теплотехническая эффективность;
- эксплуатационная надежность и долговечность;
- пожарная и экологическая безопасность.

Основными показателями, характеризующими физико-технические и эксплуатационные свойства теплоизоляционных материалов, являются плотность, теплопроводность, температуростойкость, сжимаемость и упругость (для мягких материалов), прочность на сжатие при 10 % деформации (для жестких и полужестких материалов), вибростойкость, стабильность формы, горючесть, водостойкость и стойкость к воздействию химически агрессивных сред, содержание органических веществ и биостойкость.

Перечисленные показатели приводятся в паспортах на каждый материал. В зависимости от температуры протекающей среды для тепловой изоляции трубопроводов применяются материалы, приведенные в табл. 4.19 [183].

Таблица 4.19

Материалы, применяемые для тепловой изоляции трубопроводов

Наименование	ГОСТ или ТУ	Марка	Предельная температура применения, °С
		Объемная масса, кг/м³, или краткая характеристика	
Маты минераловатные прошивные в стеклохолсте	МРТУ 719—68	$\frac{100}{75-125}$	150
Скорлупы минераловатные на связке из фенольных смол	$\frac{\text{ТУ } 136-63}{\text{ГМСС СССР}}$	$\frac{—}{125}$	300
Полуцилиндры минераловатные на синтетическом связующем материале	$\frac{\text{ТУ } 36-886-67}{\text{ГМСС СССР}}$	$\frac{—}{125}$	300
Маты минераловатные прошивные в стеклянной ткани	МРТУ 719—68	$\frac{200}{176-225}$	400
Маты минераловатные прошивные в асбесто-стеклянной ткани	МРТУ 719—68	$\frac{200}{176-225}$	500
Скорлупы совелитовые	ГОСТ 6788—74	$\frac{350}{350}$	500
Скорлупы известково-кремнеземистые	МРТУ 34-460—68	$\frac{—}{225}$	650
Изделия из минеральной ваты, высокотемпературостойкие плиты и сегменты универсальные	МРТУ 34-350—68	$\frac{—}{250}$	600
Плиты и сегменты известково-кремнеземистые	МРТУ 34-460—68	$\frac{—}{250}$	600
Асбест хризолитовый	ГОСТ 12871—67	М-5-50 П-3-50 К-6-30	700
Вермикулит вспученный	ГОСТ 12865—67	$\frac{100}{100}$	1100
Асбестовый картон	ГОСТ 2850—75	1000×1000, $\delta = 4$ мм	600
Фольга алюминиевая	ГОСТ 618—73	АД 0,09×400	600
Матрицы вермикулитовые в стеклоткани	ГОСТ 13450—68	200	600
Плиты, скорлупы, сегменты перлитовые на цементной связке	СРТУ 21-4—64	$\frac{250}{250}$	600—650

Таблица 4.20

Основные требования к показателям теплоизоляционных материалов, применяемых для трубопроводов

Характеристика основного слоя изоляционной конструкции (в сухом состоянии)	Температура теплоносителя, °С,	
	до 500 °С	свыше 500 °С
Расчетная плотность в конструкции (средняя), кг/м ³	Не более 350	Не более 300
Коэффициент теплопроводности материала по ГОСТ или ТУ при 25 °С, Вт/(м·°С), не более	0,07	

В соответствии с требованиями, указанными в [184], для трубопроводов ТЭС в качестве теплоизоляционных материалов должны применяться неорганические материалы и изделия из них, основные показатели которых приведены в табл. 4.20.

Эффективность тепловой изоляции в значительной степени зависит от коэффициента теплопроводности используемого материала. Этот показатель определяется целым рядом факторов, в первую очередь составом и структурой материала, его плотностью, воздухопроницаемостью, влажностными показателями, условиями эксплуатации и их влиянием на свойства материала. Коэффициент теплопроводности теплоизоляционного материала определяет требуемую толщину теплоизоляционного слоя, следовательно, и нагрузки на изолируемый объект, а также конструктивные и монтажные характеристики объекта. Расчетные значения коэффициента теплопроводности принимаются с учетом его зависимости от температуры, степени уплотнения теплоизоляционных материалов в конструкции, шовности конструкции и наличия крепежных деталей. При выборе теплоизоляционного материала учитывают его температуростойкость, возможную линейную усадку, потери прочности и массы, степень выгорания связующего материала при нагреве. Кроме того, учитываются прочностные и деформационные характеристики изолируемого объекта, допустимые нагрузки на опоры и изолируемые поверхности, а также другие влияющие факторы.

Долговечность теплоизоляционных конструкций зависит от их конструктивных особенностей и условий эксплуатации, включающих месторасположение изолируемого объекта, режим работы оборудования, степень агрессивности окружающей среды, интенсивность механических воздействий. Долговечность теплоизоляционного материала и теплоизоляционной конструкции в целом в значительной степени определяется долговечностью защитного покрытия.

Требования пожарной безопасности определяются нормами технологического проектирования конкретных отраслей промышленности с учетом положений [183]. При выборе материалов учитываются не только показатели горючести теплоизоляционного слоя и защитного покрытия, но и поведение теплоизоляционной конструкции в условиях пожара в целом. Наряду с другими факторами, пожарная опасность конструкций зависит от температуростойкости защитного покрытия и его механической прочности в условиях огневого воздействия.

Согласно [183] механическая прочность теплоизоляционных конструкций должна обеспечивать восприятие нагрузок от собственной массы. Конструкция тепловой изоляции не должна препятствовать температурным деформациям трубопроводов и оборудования. Для предотвращения разрушения тепловой изоляции из жестких изделий и покровного слоя следует предусматривать температурные швы (как правило, у опор).

Перечень теплоизоляционных материалов, изделий и конструкций, применяемых для оборудования и трубопроводов, и их основные технические характеристики приведены в табл. П4.1 (Приложение 4), так же как и основные технические характеристики и область применения материалов для покровных слоев тепловой изоляции объектов, расположенных в помещениях с неактивными средами и на открытом воздухе.

Теплоизоляционные конструкции трубопроводов ТЭС состоят из основного теплоизоляционного слоя, обеспечивающего нормальную работу изолируемых трубопроводов, защитного

Таблица 4.21

Предельная толщина тепловой изоляции трубопроводов

Условный диаметр трубопровода, мм	Толщина теплоизоляционной конструкции, мм	
	при температурах теплоносителя до 500 °С	при температурах теплоносителя до 600 °С
10	40	40
25	60	60
40	80	80
50	100	100
100	140	160
150	160	180
200	170	200
250–350	190	220
400	200	240
500	210	250
Криволинейные и плоские поверхности	260	280

Примечания: 1. При температуре теплоносителя выше 600 °С толщина изоляции в зависимости от местных условий, оговоренных в проекте, может быть увеличена, кроме трубопроводов диаметром 50 мм и менее, для которых при любой температуре теплоносителя рекомендуется соблюдать предельные толщины изоляции, допуская превышение норм плотности теплового потока.
2. При наличии в конструкции тепловой изоляции теплоаккумулирующих слоев общая толщина теплоизоляционной конструкции может быть больше указанных значений.

покрытия, предохраняющего основной теплоизоляционный слой от атмосферных осадков, механических повреждений, воздействия агрессивных сред и т. д., и крепежных деталей, применяемых для крепления элементов теплоизоляции и их защитного покрытия к трубам.

Для трубопроводов применяют теплоизоляционные конструкции с основным слоем из жестких теплоизоляционных изделий в виде перлитобетонных и известково-кремнеземистых скорлуп и сегментов, изделий из волокнистых теплоизоляционных материалов — минерало- и стекловатных плит, матов, полос, жгутов и асбестовых, минерало- и стекловатных шнуров.

Толщина основного слоя тепловой изоляции трубопроводов является величиной расчетной, зависящей от технических требований, предъявляемых к ней. Наиболее часто толщину основного слоя определяют, исходя из условий соблюдения определенных норм потерь теплоты, поддержания заданной температуры на поверхности изоляционной конструкции, обеспечения максимально допустимого падения температуры теплоносителя, ограничения габаритов и массы теплоизоляционной конструкции. Чаще всего расчеты проводят исходя из норм потерь теплоты, установленных для разных диаметров трубопроводов в зависимости от температуры теплоносителя (табл. П4.2).

Для трубопроводов толщина теплоизоляционных конструкций, как правило, не должна превышать значений, указанных в табл. 4.21.

В зависимости от температуры среды и вида теплоизоляционных изделий теплоизоляционные конструкции выполняются одно- и двухслойными. Трехслойные конструкции допускаются только как исключение. Особо тщательно должны быть выполнены работы по теплоизоляции паропроводов свежего пара, парораспределительной коробки, парозапорной и регулирующей арматуры, трубопроводов пара к турбоприводу питательного насоса и эжекторам, работающим при температурах теплоносителей 500 °С и выше. Тепловая изоляция этих участков трубопроводов должна быть выполнена из высококачественных материалов до пуска турбины в эксплуатацию из ремонта.

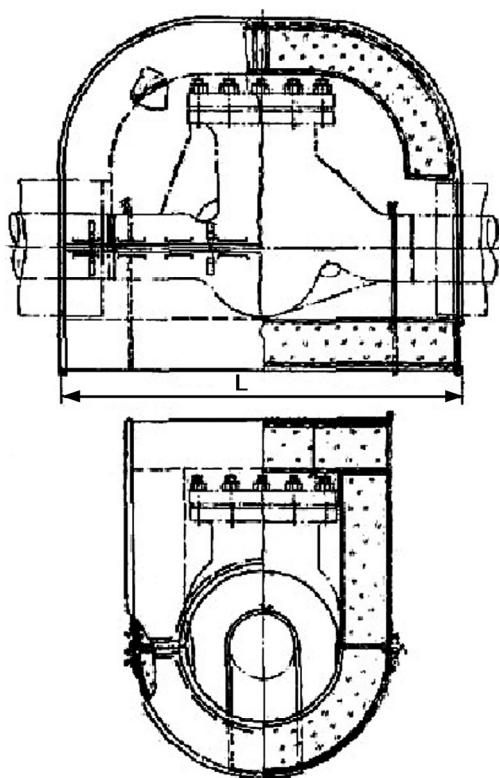


Рис. 4.28. Съемная изоляция обратного клапана

Трубопроводы отборов пара, работающие при температуре 130—300 °С, и другие трубопроводы, работающие при тех же температурах теплоносителей, должны иметь тепловую изоляцию с долговечным сроком службы и неизменными теплотехническими показателями. Для удлинения срока службы теплоизоляции и сохранения ее теплотехнических показателей изоляцию с наружной стороны покрывают металлической обшивкой или высококачественной прочной отделкой.

Арматура, фланцевые соединения, точки замера ползучести металла, сварные швы должны иметь *съемную конструкцию изоляции* с удобными креплениями и минимальной массой. В местах установки арматуры, подвергаемой частым ремонтам, целесообразно изоляцию выполнять съемной с применением покровного слоя повышенной прочности или покрытой металлическими защитными обшивками (например, рис. 4.28).

Тепловая изоляция компенсаторов в связи с изменением их формы должна быть выполнена с учетом их тепловой деформации, с устройством швов в местах компенсации.

Для закрепления изоляции на элементах трубопроводов применяются проволочные крючки и штыри, проволочная сетка, кольца и металлические бандажы [185]. Во избежание сползания изоляции на вертикальных участках трубопроводов через каждые 3—4 м прикрепляются разгружающие устройства — стальные опорные полки (рис. 4.29).

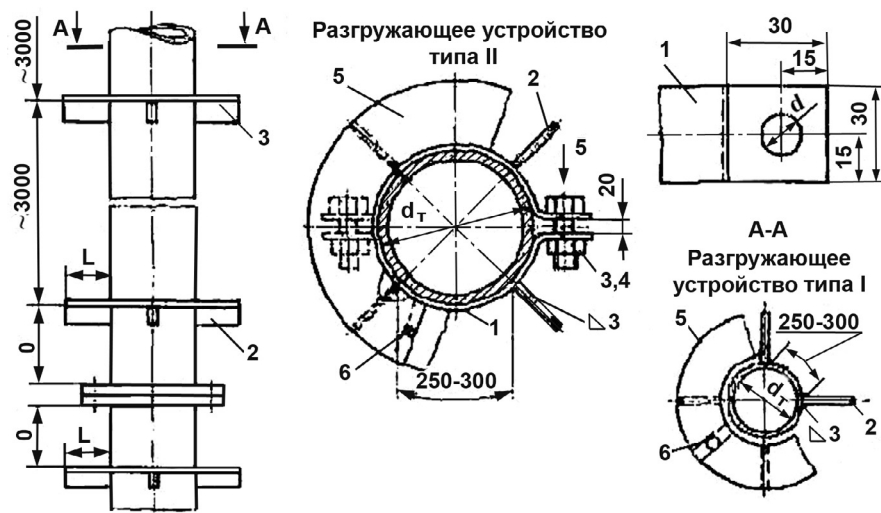


Рис. 4.29. Разгружающие устройства:

1 — бандаж, 2 — ребро, 3 — болт, 4 — гайка, 5 — элемент диафрагмы, 6 — винт самонарезающий

Съемная изоляция должна по всем теплотехническим показателям соответствовать теплоизоляции трубопроводов и предохранять обслуживающий персонал от ожогов, позволять удобно производить осмотры и ремонты, не затруднять работу персонала при обслуживании, легко собираться и разбираться.

При увлажнении тепловой изоляции значительно возрастает коэффициент теплопроводности и ускоря-

ется ее разрушение из-за уменьшения механической прочности изоляции, усиливается процесс наружной коррозии стальных трубопроводов. Поэтому в местах, где возможно попадание воды или влаги от испарений, тепловая изоляция должна иметь хорошую защитную отделку, или должна быть защищена металлическими кожухами из нержавеющей материалов, или качественно покрашена водоотталкивающей краской.

В настоящее время для трубопроводов применяются индустриальные теплоизоляционные изделия (скорлупы и маты). Скорлупы изготавливаются на заводах и затем в готовом виде доставляются на ТЭС, при этом их внутренний диаметр должен соответствовать наружному диаметру трубопровода, для изоляции которого они предназначены, а наружный диаметр скорлупы зависит от толщины слоя изоляции и равен сумме внутреннего диаметра и толщины изоляции (рис. 4.30).

Маты из теплоизоляционных материалов также изготавливаются заранее в мастерских или на ТЭС из сетки, которая набивается изоляционным материалом — шлаковатой. Размер матов выбирается исходя из удобства работы и диаметров трубопроводов, для изоляции которых предназначены маты. Толщина мата выбирается по толщине изоляции. Чаще всего применяются маты среднего размера — $1000 \times 500 \times 100$ мм.

Фасонные части трубопроводов, арматура и места установки реперов для замера ползучести металла труб изолируются изделиями, выполненными в металлических чехлах на замках.

Изоляция трубопроводов осуществляется также при помощи мастичных, литых, засыпных или набивных конструкций, сборных конструкций из фасонных изделий и оберточных конструкций.

Мастика в мастичных конструкциях изготавливается из различных порошкообразных материалов, которые растворяются на монтажной площадке водой. Мастика наносится слоями на предварительно нагретую до $80\text{—}90\text{ }^{\circ}\text{C}$ поверхность труб. Мастичные конструкции имеют существенные недостатки: кустарный характер производства и необходимость подогрева трубопровода. На рис. 4.31 показана труба, изолированная мастикой. Слой мастики закрывается проволочным оштукатуренным каркасом; поверхность штукатурки оклеивается тканью (внешняя отделка).

Литые конструкции (рис. 4.32) выполняются путем заливки в изолируемую полость твердеющих растворов изоляции. Литые конструкции применяются главным образом для изоля-

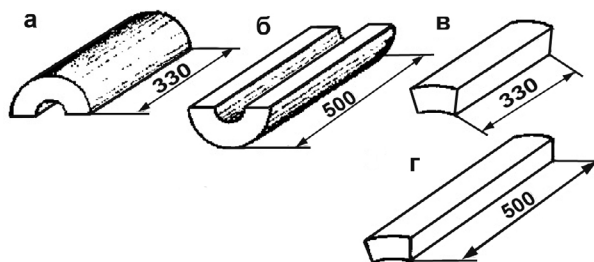


Рис. 4.30. Скорлупы и сегменты:

а — диатомитовые скорлупы, б — соевелитовые и асбоцементные скорлупы, в — диатомитовые сегменты, г — соевелитовые сегменты

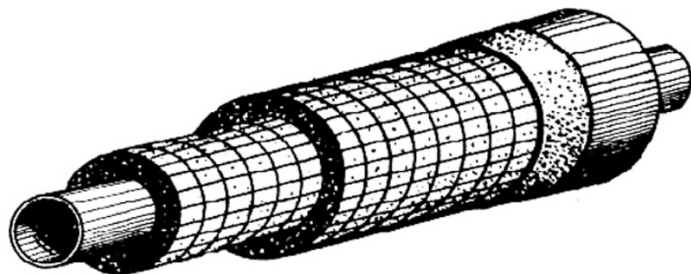


Рис. 4.31. Изоляция мастикой

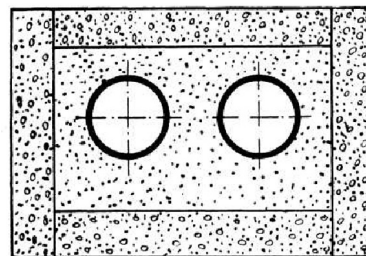


Рис. 4.32. Литая изоляция

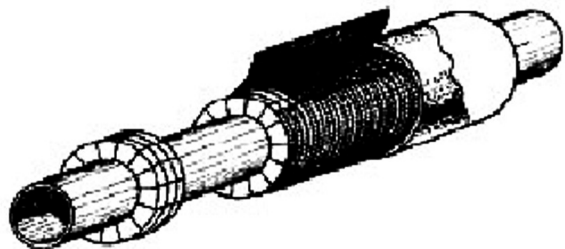


Рис. 4.33. Набивная изоляция

няя часть полости остается с тонким изоляционным слоем. Чаще всего в полость засыпается минеральная вата. При засыпной конструкции отпадает необходимость предварительного подогрева трубопровода.

На рис. 4.33 показана труба с нанесенной на нее *набивной изоляцией*. При изоляции трубопроводов, например, шлаковатой на трубопровод надеваются кольца из диатомитового кирпича, связанные вязальной мягкой проволокой. Поверх колец надевается металлическая сетка. Сетка сшивается проволокой, и в нее плотно набивается шлаковата до получения ровной цилиндрической формы. Сверху сетки наносится выравнивающий слой штукатурки с асбозуритом. Слой штукатурки окрашивается краской или покрывается кровельным железом или матерчатой оклейкой, а затем окрашивается.

Метод изоляции формованными изделиями (плитами, сегментами, скорлупами и другими фасонными изоляционными деталями) является индустриальным, так как изоляционные изделия могут изготавливаться на специализированных заводах. При отсутствии изделий, выполненных заводским способом, фасонные детали могут изготавливаться на монтажной площадке путем обработки плит. На рис. 4.34 показана конструкция изоляции, выполненной из формованных изделий (сегментов).

Оберточные конструкции выполняются наложением на трубопровод эластичных изоляционных материалов (шнура, полос, матрасов, матов). Эластичность оберточных конструкций создает возможность изоляции поверхностей сложной геометрической формы (арматуры, фасонных частей). На рис. 4.35 показана труба, изолированная с помощью оберточных конструкций (три варианта).

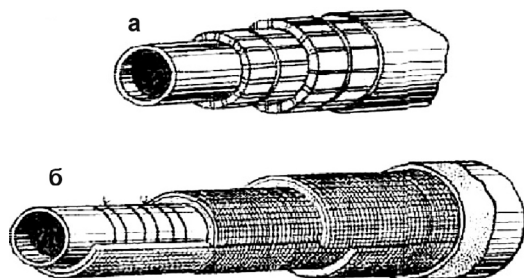


Рис. 4.34. Изоляция трубопровода формованными изделиями:
а — сегменты из совелитовых труб, б — маты из минеральной ваты

ции подземных теплопроводов. Для *засыпных или набивных конструкций* характерно, что полость между изолируемой поверхностью и специально устанавливаемой внешней ограждающей стенкой заполняется теплоизоляционным материалом (порошкообразным или волокнистым). Применение засыпной изоляции основано на том, что сыпучие и волокнистые материалы обладают меньшей теплопроводностью, чем плотная изоляция. В реальных условиях, однако, достаточно часто происходит усадка материала (к этому приводит вибрация трубопровода), в результате чего верх-

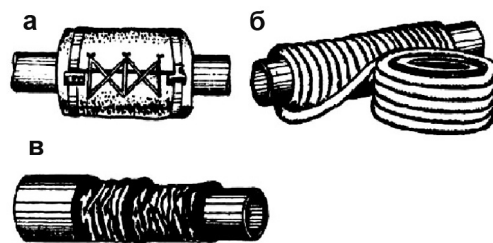


Рис. 4.35. Изоляция трубопровода оберточными конструкциями

4.4.3. Номенклатура современных теплоизоляционных материалов

В настоящее время на российском рынке представлен широкий спектр отечественных и импортных теплоизоляционных материалов [186]. Номенклатура российских волокнистых теплоизоляционных материалов, предназначенных для тепловой изоляции оборудования, представлена традиционно применяемыми матами минераловатными прошивными безобкладочными или в обкладках из металлической сетки, стеклоткани или крафт-бумаги с одной или двух сторон [187], выполненными в соответствии с ТУ 36.16.22-10—89, ТУ 34.26.10579—95 и др.; изделиями минераловатными с гофрированной структурой (ТУ 36.16.22-8—91); плитами теплоизоляционными минераловатными на синтетическом связующем плотностью 50—125 кг/м³ [188]; изделиями из стеклянного штапельного волокна на синтетическом связующем [189].

В небольшом объеме выпускаются изделия из супертонкого стеклянного и базальтового волокна с применением различных связующих и без них (ТУ 21-5328981-05—92, ТУ 95.2348—92, ТУ 5761-086011387634—95 и др.). Производство волокнистых теплоизоляционных материалов освоено заводами: ОАО «Термостепс», ЗАО «Минеральная вата» (г. Железнодорожный), Назаровский ЗТИ, ОАО «Тизол» и др.

Импортные материалы для изоляции трубопроводов и оборудования поставляются на отечественный рынок компаниями Saint-Gobain Isover OY (Финляндия), Rockwool (Дания), Partek Paroc (Финляндия), Izomat (Словакия). Предлагаются цилиндры, маты и плиты без покрытия или покрытые с одной стороны металлической сеткой, стеклорогожей, алюминиевой фольгой и т. д.

Возрастают объемы применения высокоэффективных теплоизоляционных цилиндров из минерального (ЗАО «Минеральная вата», Назаровский ЗТИ, Partek Paroc) и стеклянного волокна («Изовер», «УРСА») отечественного и зарубежного производства.

Из пенопластов наибольшее применение в конструкциях тепловой изоляции оборудования, преимущественно низкотемпературного, находит пенополиуретан (ППУ) — заливочный, напыляемый и в виде плитных изделий; он изготавливается предприятием ЗАО «Изолан» и др.

Для изоляции трубопроводов и оборудования с положительными и отрицательными температурами применяются изделия из вспененного синтетического каучука, поставляемые на отечественный рынок фирмами «Армаселл» и L'ISOLANTE K-FLEX. Материалы производятся в виде изоляционных цилиндров (трубок) или эластичных листовых и плитных изделий. Материалы из вспененного каучука характеризуются преимущественно закрытой пористостью и температурой применения $-70...+150$ °С.

Эффективным материалом для изоляции оборудования и резервуаров является пеностекло Foamglas бельгийской фирмы Pittsburgh Corning — формованный материал (плиты, сегменты) с закрытыми порами, негорючий, с температурой применения $-260...+485$ °С и высокими прочностными свойствами.

Находят применение в промышленности теплоотражающие покрытия Thermo-Coat и Thermo-Shield, используемые для снижения интенсивности радиационного теплообмена с окружающей средой резервуаров для хранения нефти, нефтепродуктов и элементов оборудования. Следует отметить, что *указанные покрытия не заменяют тепловую изоляцию*, а используются в качестве дополнительного элемента в теплоизоляционных конструкциях для повышения их теплоотражающих характеристик.

При канальной прокладке трубопроводов тепловых сетей используют преимущественно теплоизоляционные маты, мягкие плиты и высокоэффективные цилиндры из минеральной ваты и стеклянного волокна.

Для трубопроводов тепловых сетей подземной бесканальной прокладки применяют в основном предварительно изолированные в заводских условиях трубы с гидроизоляционным покрытием, исключающим возможность увлажнения изоляции в процессе эксплуатации. В качестве основного теплоизоляционного слоя в конструкциях теплоизолированных трубопроводов бесканальной прокладки [183, 190] рекомендованы к применению армопенобетон (АПБ), пенополиуретан (ППУ) и пенополимерминерал (ППМ).

На сегодняшний день в некоторых регионах существует тенденция к массовому переходу на применение труб с ППУ-изоляцией, основанная на практике стран Европы (Бельгии, Дании и др.). К преимуществам теплопроводов с ППУ-изоляцией относят низкий коэффициент теплопроводности ППУ (0,032—0,035 Вт/(м·К)), технологичность при изготовлении и монтаже теплопроводов, долговечность при соблюдении требований монтажа и эксплуатации. Однако при использовании труб с ППУ-изоляцией следует учитывать, что допустимая температура применения ППУ составляет 130 °С. Повышение температуростойкости теплоизоляционных конструкций с применением ППУ может достигаться за счет использования двухслойной изоляции с термостойким внутренним слоем из минеральной ваты или стеклянного волокна и наружным слоем из ППУ.

Наряду с внедрением труб с ППУ-изоляцией расширяется производство и применение труб с изоляцией из современного армопенобетона и пенополимерминерала. Армопенобетон характеризуется низкой плотностью (200—250 кг/м³) и теплопроводностью (0,05 Вт/(м·К)) при высокой прочности на сжатие (не менее 0,7 МПа). К преимуществам армопенобетона относятся его негорючесть, высокая температура применения (до 300 °С), отсутствие коррозионного воздействия на стальные трубы, низкая паропроницаемость гидрозащитного покрытия и, как следствие, высокая долговечность. Опыт его применения в тепловых сетях Северо-Западного региона имеет положительные результаты.

Пенополимерминерал (пенополимербетон) более 20 лет применяется в конструкциях тепловой изоляции трубопроводов диаметром до 500 мм. Характеризуется интегральной структурой, совмещающей функции теплоизоляционного слоя и гидроизоляционного покрытия. Имеет температуру применения до 150 °С, теплопроводность при 25 °С — 0,047 Вт/(м·К), при испытаниях на горючесть по данным [191] относится к группе Г1.

4.5. Компенсация тепловых расширений трубопроводов

4.5.1. Температурные удлинения трубопроводов

Трубопроводы тепловых электрических станций, транспортирующие горячие теплоносители (пар, вода и др.), в процессе эксплуатации нагреваются и удлиняются. Удлинение трубопровода при нагреве зависит от его геометрической длины, температуры теплоносителя, коэффициента линейного расширения материала трубопровода и определяется по следующей формуле, мм:

$$\Delta l = L\alpha\Delta t \quad (4.6)$$

где L — длина участка трубопровода, м;

α — коэффициент линейного расширения 1 м материала трубы (табл. 4.22);

Δt — величина изменения температуры теплоносителя, °С.

В трубопроводах, имеющих большую протяженность, это удлинение может быть значительным.

При неподвижном закреплении трубопровода в двух точках и его тепловом расширении в металле труб возникают напряжения. Усилия, возникающие при увеличении длины трубопровода и при отсутствии элементов, уменьшающих или воспринимающих эти усилия, достигают значительных величин и могут привести к деформации или разрушению линии трубопровода. Напряжение, возникающее в материале трубопровода при тепловом расширении, определяется по закону Гука:

$$\sigma = E i, \quad (4.7)$$

где E — модуль упругости материала, МПа;

i — относительное удлинение или сокращение первоначальной длины трубы, равное

$$i = \alpha \cdot \Delta t, \quad (4.8)$$

где Δt — величина изменения температуры стенки трубы, °С.

Таблица 4.22

Температурные коэффициенты линейного расширения $\alpha \cdot 10^6$, м/(м·°С), и плотность ρ , кг/м³, углеродистых и низколегированных трубопроводных сталей в зависимости от температуры

Марка стали	Коэффициент линейного расширения					Плотность
	Температура, °C					
	20—100	20—200	20—300	20—400	20—500	
08	11,60	12,60	13,00	9,68	9,20	7830
08кп	11,60	12,32	—	—	—	—
10	11,60	12,60	—	13,00	—	7830
15	11,90	12,50	13,00	13,60	14,20	7850
20	11,10 ^{*1}	12,10	12,70	13,40	13,90	7850
25	12,18	12,66	13,08 ^{*3}	13,47 ^{*4}	13,90 ^{*5}	7820
30	11,10 ^{*1}	11,90 ^{*2}	16,70 ^{*3}	13,40 ^{*4}	14,00 ^{*5}	7850
35	11,10	11,90	—	13,40	—	7850
40	12,40	12,60	14,50	13,30	—	7810
45	11,59 ^{*1}	12,32	13,09 ^{*3}	13,71 ^{*4}	—	7850
50	12,00 ^{*1}	12,40 ^{*2}	12,90 ^{*3}	13,30 ^{*4}	13,70 ^{*5}	7810
55	11,00	11,80	12,60	13,40	14,00	7850
60	11,00	11,90	—	13,50	14,60	7800
15К	—	12,10	13,10	13,70	—	7850
20К	—	12,10	13,10	13,70	—	7850
16ГC	13,00 ^{*1}	14,00 ^{*2}	15,30 ^{*3}	16,20 ^{*4}	16,10 ^{*5}	—
14ХГC	12,00 ^{*1}	12,50 ^{*2}	13,00 ^{*3}	13,50 ^{*4}	14,00 ^{*5}	—

^{*1} При 100 °С. ^{*2} При 200 °С. ^{*3} При 300 °С. ^{*4} При 400 °С. ^{*5} При 500 °С.

Усилие, возникающее при изменении температуры в прямолинейном участке трубопровода, не имеющего компенсационных устройств, определяется по формуле:

$$P = E \epsilon F, \quad (4.9)$$

где F — площадь поперечного сечения стенки трубы, м².

Компенсация тепловых удлинений за счет упругого сжатия прямой трубы, закрепленной между двумя неподвижными опорами, не может быть использована из-за больших усилий, передаваемых на неподвижные опоры и элементы трубопровода. Величина этих усилий не зависит от расстояния между неподвижными опорами и определяется по эмпирической формуле:

$$N = 0,76 S (D_n - S) (t_p - t_0), \quad (4.10)$$

где N — усилие на неподвижные опоры и элементы трубопровода, Н;

S — толщина стенки трубы, мм;

D_n — наружный диаметр трубы, мм;

t_p — расчетная температура стенки трубопровода, °С;

t_0 — температура, при которой трубопровод был закреплен в неподвижных опорах, °С.

Такое усилие может привести к деформации или разрушению трубопровода. Поэтому трубопроводы, вне зависимости от назначения и параметров, должны быть спроектированы и смонтированы так, чтобы они имели возможность расширяться при нагреве и укорачиваться при охлаждении.

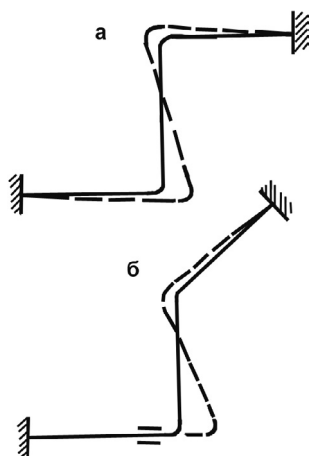


Рис. 4.36. Самокомпенсация трубопроводов:

a — трубопровода, расположенного в одной плоскости, *б* — трубопровода, расположенного в пространстве

Тепловые расширения трубопроводов могут быть скомпенсированы за счет эластичности самого трубопровода. Способность трубопровода к деформации под воздействием возникающих в нем удлинений без перенапряжений (в допускаемых пределах) называется его *компенсирующей способностью*. Если трубопровод способен обеспечить компенсацию за счет гибкости составляющих его плеч без применения специальных компенсирующих устройств, то такая его способность называется *самокомпенсацией*.

Если в трубопроводе не будет предусмотрена возможность компенсации его тепловых удлинений, в нем могут возникнуть усилия, способные прогнуть трубопровод, порвать места присоединения к нему других трубопроводов (за счет больших перемещений точки присоединения), вызвать недопустимые силы и моменты у оборудования или строительной конструкции, к которым присоединяется или крепится трубопровод, и т. п. Поэтому вопрос компенсации тепловых удлинений стационарных трубопроводов является важным; в особенности это относится к паропроводам высокого давления, работающим в области высоких температур [16, 19].

В том случае, когда, кроме прямых участков, между неподвижными опорами имеются изгибы или отводы, тепловые расширения трубопровода могут быть скомпенсированы и компенсаторы не устанавливаются (рис. 4.36). Когда же прямые участки между двумя неподвижными опорами имеют значительную длину и недостаточную компенсацию, необходимо увеличивать гибкость линий этого участка путем выбора для него другой трассы с поворотами труб и применением отводов, изменения радиусовгиба труб или перенесения мест установки неподвижных креплений. *Увеличение естественной гибкости является самым лучшим способом компенсации тепловых расширений трубопроводов.*

В трубопроводах тепловых электрических станций с давлением среды свыше 1,6 МПа (для водяных тепловых сетей — 2,5 МПа) *единственным возможным способом компенсации* тепловых удлинений трубопроводов является компенсация за счет упругой деформации изгиба и кручения самих трубопроводов, т. е. их *самокомпенсация*. В этом случае необходимо, чтобы трубопровод включал в себя несколько плеч, но не менее двух, расположенных под углом друг к другу и имеющих определенные размеры, причем гнутые отводы делают трубопровод более гибким, чем сварные или крутоизогнутые. Недопустимы подключения к главной магистрали прямых участков трубопроводов, которые не имеют самокомпенсации. При отсутствии гибкости в ответвлениях могут возникнуть опасные напряжения в местах присоединения труб к главному паропроводу. Ответвления от магистрали выполняются при помощи колен с большими радиусами гибов, они должны иметь длинные прямые участки, способные воспринимать тепловые удлинения трубопроводов за счет упругости этих участков.

Самокомпенсация трубопровода зависит от его конфигурации и правильной расстановки опор на нем, в особенности неподвижных. Каждый участок трубопровода, расположенный между двумя неподвижными опорами, или трубопровод в целом (если на нем нет неподвижных опор) должен быть рассчитан на самокомпенсацию перемещений, возникающих в результате температурных удлинений трубопровода, перемещений его опор и монтажных растягов. Если результаты расчета показывают, что компенсирующая способность трубопровода недостаточна, на трубопроводе устанавливают компенсаторы температурных расширений.

4.5.2. Назначение, классификация и материалы компенсаторов

Компенсаторы — специальные устройства, длина которых уменьшается под воздействием продольно действующих сил расширения и которые предназначены для компенсации температурного удлинения прямолинейных участков трубопроводов.

На тепловых и атомных электростанциях для компенсации тепловых расширений трубопроводов *обычно применяют четыре типа компенсаторов*:

1. П-образные компенсаторы из гнутых труб для любых давлений, температур и теплоносителей.
2. Лирообразные компенсаторы в основном для трубопроводов, работающих на средних и реже на высоких параметрах теплоносителей (сред).
3. Гофрированные компенсаторы для параметров, не превышающих 0,7 МПа и 300 °С, в основном на участке, где необходимо компенсировать продольные изменения при подключении трубопроводов к оборудованию.
4. Сальниковые компенсаторы для теплоносителей с давлением, не превышающим 1,6 МПа, и температурой не более 300 °С.

Для того чтобы правильно выбрать тип и размеры компенсатора, необходимо произвести расчет трубопровода на компенсацию, которая заключается в определении следующих величин: напряжений, возникающих в трубопроводе при упругой компенсации температурных удлинений; опорных реакций и моментов; смещений оси трубопровода в промежуточных точках между неподвижными опорами; холодного натяга трубопровода. Как правило, расчет компенсации производится проектной организацией при проектировании трубопровода.

Конструктивные схемы и некоторые характеристики применяемых компенсаторов.

П-образные компенсаторы могут изготавливаться полностью гнутыми из труб или сварными с применением крутоизогнутых или сварных отводов. Гнутые компенсаторы допускаются к установке на трубопроводы любых параметров. Сварные компенсаторы с крутоизогнутыми отводами устанавливают на трубопроводах с P_y теплоносителей до 10 МПа, а компенсаторы со сварными отводами — на трубопроводах с P_y не выше 6,4 МПа и температурой более 300 °С. Соединение компенсаторов с трубопроводом производится с помощью сварки.

П-образные компенсаторы бывают трех типов, различающихся между собой по соотношению длины прямой вставки плеча P и длины прямой вставки вылета h (рис. 4.37). Компенсаторы первого типа имеют большой вылет $P = 0,5 H$, второго типа — средний вылет $P = H$, третьего типа — с малым вылетом $P = 2H$. На рис. 4.38 показана схема работы П-образного компенсатора.

П-образные компенсаторы изготавливаются в соответствии с проектом, в котором указываются тип компенсатора, его размеры, диаметр и материал трубы, другие необходимые данные. При разработке проекта выполняются также расчеты компенсатора по приведенным ниже формулам.

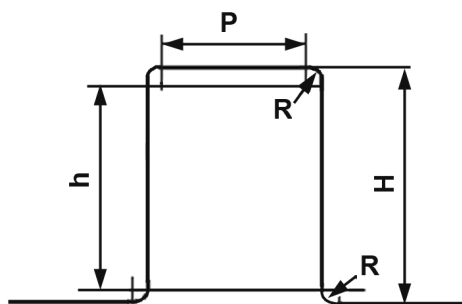


Рис. 4.37. Размеры П-образного компенсатора

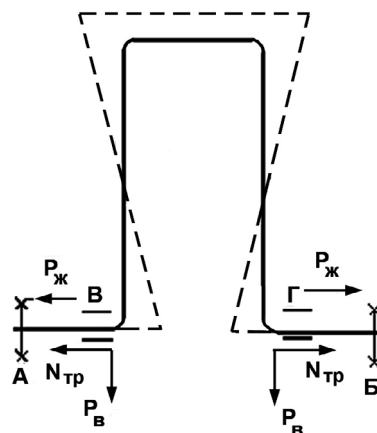


Рис. 4.38. Схема работы П-образного компенсатора

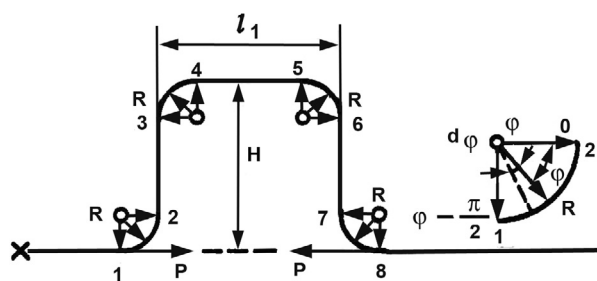


Рис. 4.39. Расчетная схема П-образного компенсатора

Максимальное изгибающее напряжение в П-образном компенсаторе (рис. 4.39), согласно [192], можно определить по зависимости

$$\sigma = \Delta E D_{\text{н}} H m / A, \quad (4.11)$$

где Δ — деформация трубопровода по направлению действующей силы;

E — модуль продольной упругости (для стали $E \approx 2 \cdot 10^8$ кПа);

$D_{\text{н}}$ — наружный диаметр трубопровода, м;

m — поправочный коэффициент напряжения;

A — геометрический параметр, м³;

$$A = 2 \{ 1/k [3,14 R H^2 - 2,28 R^2 H + 1,4 R^3] + 0,67 H^3 + l_1 H - 4 R H^2 + 2 R^2 H - 1,33 R^3 \}; \quad (4.12)$$

R — радиус гиба компенсатора (см. рис. 4.37), м.

Это максимальное изгибающее напряжение возникает в так называемой спинке компенсатора (участок 4—5 на рис. 4.39), так как она находится на максимальном удалении от направления действующей силы P .

При предварительной растяжке компенсатора на половину теплового удлинения трубопровода компенсирующая способность, согласно [192], равна

$$\Delta = 2 \sigma A / (E D_{\text{н}} H m). \quad (4.13)$$

При установке на компенсаторе жестких сварных (негнутых) отводов, в которых не происходит сплющивания сечения при изгибе, принимается $k = 1$, $m = 1$.

Величины компенсирующей способности ряда П-образных компенсаторов приведены в табл. 4.23 в долях от наружного диаметра трубопровода $D_{\text{н}}$ по данным [193].

Лирообразный компенсатор (рис. 4.40) также является одним из видов гнутого компенсатора.

При расчете компенсирующей способности таких компенсаторов определяют изгибающий момент в точке a (см. рис. 4.40), возникающий в результате действия температурного удлинения паропровода.

Максимальное изгибающее напряжение в лирообразном компенсаторе, согласно [192], можно определить по формуле

$$\sigma = 0,106 \Delta E D_{\text{н}} m k / R^2. \quad (4.14)$$

При предварительной растяжке лирообразного компенсатора на половину теплового удлинения трубопровода его компенсирующая способность, согласно [192], вычисляется как

$$\Delta = 18,8 \sigma R^2 / (E D_{\text{н}} m k). \quad (4.15)$$

Лирообразные компенсаторы бывают трех типов (рис. 4.41).

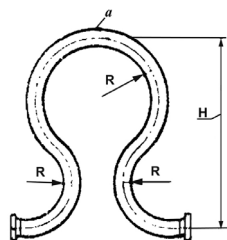


Рис. 4.40. Лирообразный компенсатор

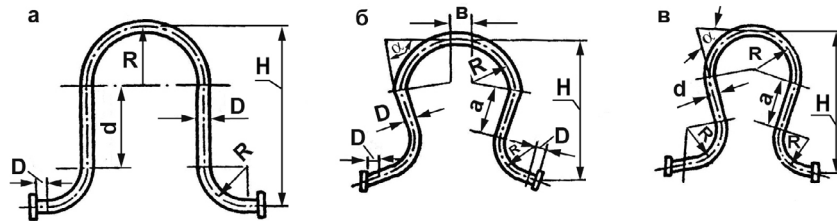


Рис. 4.41. Типы лирообразных компенсаторов:
а — тип 1, б — тип 2, в — тип 3

Таблица 4.23

Компенсирующая способность П-образных компенсаторов

Вылет компенсатора H	Тип компенсатора		
	$P = 0,5H$	$P = H$	$P = 2H$
10 D_n	0,18	0,20	0,19
12 D_n	0,27	0,31	0,28
14 D_n	0,37	0,44	0,39
16 D_n	0,48	0,58	0,52
20 D_n	0,75	0,94	0,82
24 D_n	1,06	1,38	1,18
28 D_n	1,47	1,92	1,62
32 D_n	1,92	2,50	2,13
36 D_n	2,48	3,30	2,74

Таблица 4.24

Компенсирующая способность лирообразных компенсаторов

Вылет компенсатора H	Тип компенсатора		
	1	2	3
10 D_n	0,17	0,16	0,15
12 D_n	0,23	0,23	0,21
14 D_n	0,30	0,32	0,27
16 D_n	0,38	0,43	0,35
20 D_n	0,56	0,70	0,50
24 D_n	0,78	—	—
28 D_n	1,03	—	—
32 D_n	1,34	—	—
36 D_n	1,66	—	—

Компенсирующая способность лирообразных компенсаторов разных типов (h) приведена в табл. 4.24 по данным [192] в зависимости от величины наружного диаметра трубопровода D_n .

Гнутые компенсаторы, как правило, устанавливаются в горизонтальном положении. Как исключение, при отсутствии необходимых габаритов разрешается установка компенсаторов в вертикальном положении с расположением петли вверх или вниз.

Гофрированный компенсатор — устройство, предназначенное для компенсации тепловых удлинений трубопровода, основным рабочим элементом которого является обечайка с одним или несколькими кольцевыми гофрами.

По принятой терминологии гофрированные компенсаторы делятся на три группы: *линзовые*, *волнистые*, *сильфонные*. Все гофрированные компенсаторы имеют общий принцип работы и отличаются друг от друга только толщиной гофрированной обечайки. Обычно применяются компенсаторы, у которых отношение ширины гофра к его высоте составляет не более 0,5, а толщина — не более 6 мм; гофры других размеров обладают большой жесткостью.

Линзовые компенсаторы применяются для компенсации тепловых удлинений прямых участков трубопроводов (с использованием компенсаторов в качестве шарниров), а также осевой деформации участков ломаной трассы. Линзовые компенсаторы появились раньше волнистых и сильфонных. Первоначально их гофры состояли из двух круглых пластин, сварен-

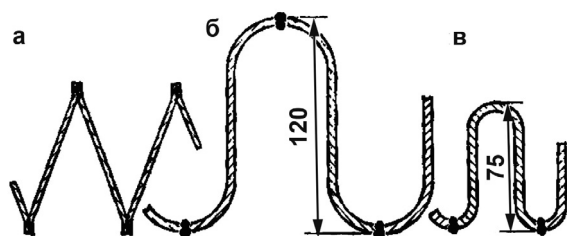


Рис. 4.42. Сечения гофров линзовых компенсаторов: а — на давление до 0,2 МПа, б — на давление до 0,7 МПа, в — на давление до 1,6 МПа

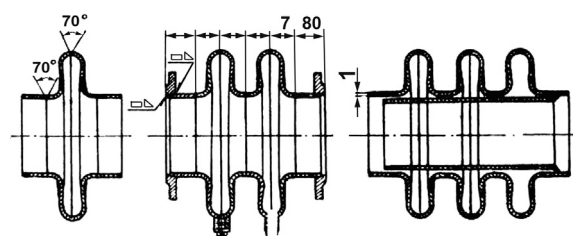


Рис. 4.43. Линзовые компенсаторы с разным количеством линз

ных между собой в вершине и во впадине, и имели форму оптической линзы (рис. 4.42, а). Такие линзы просты в изготовлении, но при этом имеют существенный недостаток: в углах пластинчатых линз резко возрастают напряжения от давления теплоносителя в трубопроводе. Компенсаторы с такими линзами применяются на трубопроводах с давлением теплоносителя до 0,2 МПа.

Для уменьшения концентрации напряжений от давления в трубопроводе в дальнейшем в вершине и впадине линзы были образованы полутóровые оболочки (рис. 4.42, б). Предельное рабочее давление теплоносителя в трубопроводе для компенсаторов с такими гофрами повышено до 0,7 МПа. Линза на давление теплоносителя до 0,7 МПа имела высоту 120 мм, толщину 4 мм и радиус полутóра 30 мм. В дальнейшем допускаемое давление было повышено до 1,6 МПа, высота линзы принята равной 75 мм, радиус полутóра — 14 мм (рис. 4.42, в).

Компенсирующая способность однолинзовых компенсаторов, мм, для трубопроводов различных диаметров мм, приведена в ниже:

Диаметр компенсатора D_y 200 мм.....	16
Диаметр компенсатора D_y 250—400 мм.....	12
Диаметр компенсатора D_y более 450 мм.....	10

Толщина стенки линзы компенсаторов зависит от давления теплоносителя в трубопроводе и изменяется следующим образом: при условном давлении не более 0,6 МПа — 2,5; при давлении 1,0 МПа — 3,0; при 1,6 МПа — 4,0 мм.

В зависимости от диаметров трубопроводов и температуры протекающей среды применяются одно-, двух- и трехлинзовые компенсаторы (рис. 4.43).

Применение большего числа линз приводит к ненормальной работе компенсатора: крайние волны деформируются сильнее, чем средние, и компенсатор начинает изгибаться по отношению к своей продольной оси, в связи с чем нарушается симметричная деформация каждой из волн.

Линзовые компенсаторы имеют сравнительно простую конструкцию, а для их производства не требуется дорогих материалов и специализированного оборудования. Линзовые компенсаторы обладают значительным запасом прочности, поэтому при изготовлении, монтаже и эксплуатации к ним предъявляются менее жесткие требования, чем к волнистым и сильфонным.

Наряду с перечисленными преимуществами у линзовых компенсаторов есть и *недостатки*: они имеют большое количество сварных швов и небольшую податливость при высоких давлениях теплоносителя в трубопроводах. Это увеличивает трудоемкость их изготовления и ограничивает применение. Другой существенный недостаток линзового компенсатора заключается в том, что даже при малом давлении пара (0,15—0,20 МПа) величина реакции неподвижных опор достигает значительной величины. В линзовых компенсаторах необходимо отводить конденсат из каждой волны во избежание гидравлических ударов.

Волнистые компенсаторы имеют двухслойную гофрированную обечайку, общая толщина которой не превышает 2 мм (рис. 4.44, а). Характерной особенностью волнистых компенсато-

ров является омегаобразный профиль гофра (рис. 4.44, б), величина высоты которого для различных диаметров трубопровода представлена ниже.

Диаметр компенсатора D_y 150 мм.....40,5

Диаметр компенсатора D_y 200—350 мм...48,5

Диаметр компенсатора D_y 350—400 мм...60,5

Волнистые компенсаторы изготавливаются по ОСТ 26-02-1206—75, ОСТ 26-02-1368—76 и ОСТ 26-02-778—77 на $P < 6,4$ МПа и D_y от 150 до 400 мм.

Сильфонные компенсаторы (рис. 4.44, в, г) изготавливаются на $P_y < 4,0$ МПа и D_y от 15 до 1000 мм. Гофрированная обечайка сильфонных компенсаторов имеет от двух до восьми слоев, количество которых определяется рабочим предельным давлением теплоносителя. Материалы, применяемые для изготовления сильфонных гофрированных компенсаторов, выбираются с учетом коррозионной стойкости и температуры рабочей среды. Согласно [55] линзы для компенсаторов трубопроводов тепловых электростанций с параметрами теплоносителя $P_{\text{раб}} \leq 1,6$ МПа и $t \leq 300$ °С изготавливаются из стали 20 или ВСтЗСП5; для компенсаторов с параметрами теплоносителя $P_{\text{раб}} \leq 1,6$ МПа и $t \leq 425$ °С — из стали 20К. Высота гофров обечайки, рассчитанной на давление 2,5 МПа, изменяется в зависимости от диаметра как показано ниже.

Диаметр компенсатора D_y 150 мм..... 23,0

Диаметр компенсатора D_y 200 мм..... 25,5

Диаметр компенсатора D_y 250 мм..... 28,5

Диаметр компенсатора D_y 300 мм..... 31,0

Диаметр компенсатора D_y 350 мм..... 32,5

Диаметр компенсатора D_y 400 мм..... 34,5

Для трубопроводов атомных электростанций линзовые компенсаторы применяются на трубопроводах теплоносителей с $P_{\text{раб}} \leq 1,6$ МПа и $t \leq 100$ °С и изготавливаются из стали 20 или 08Х18Н10Т.

Требования по выбору материала для гофрированных обечайек волнистых и сильфонных компенсаторов обусловлены не только областью их применения, но и технологическими требованиями. Бесшовные гофрированные обечайки этих компенсаторов изготавливают формовкой, связанной с глубокой вытяжкой. Поэтому материал для их изготовления должен быть коррозионно-стойким, обладать низким пределом текучести и высоким пределом прочности. Этими свойствами обладают легированные стали с высоким содержанием никеля, хрома и молибдена. Наиболее распространенным материалом для изготовления гофрированных обечайек волнистых и сильфонных компенсаторов являются хромоникелевые стали 08Х18Н10Т и 12Х18Н10Т. Однако эти стали неустойчивы к хлоридному и сероводородному растрескиванию, поэтому их нельзя применять для компенсаторов трубопроводов тепловых сетей. На этих трубопроводах устанавливаются компенсаторы, гофрированные обечайки которых изготовлены из сплава Х20Н32Т или ХН78Т. При надземной прокладке применяются также линзовые компенсаторы из стали 20.

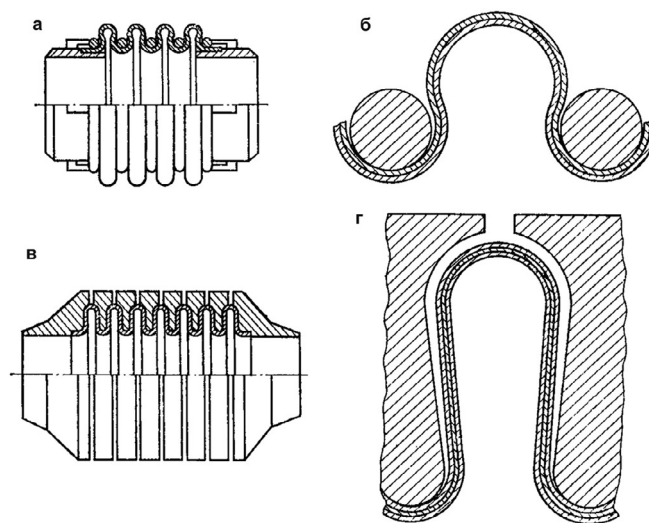


Рис. 4.44. Компенсаторы с ограничительными кольцами: а — волнистый, б — сечение гофра волнистого компенсатора, в — сильфонный, г — сечение гофра сильфонного компенсатора

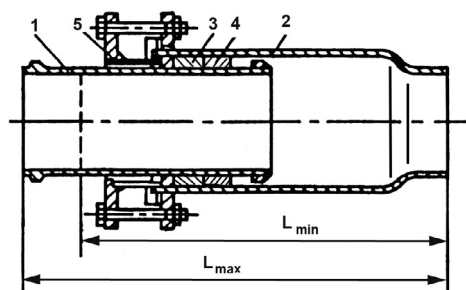


Рис. 4.45. Односторонний сальниковый компенсатор:

1 — стакан (ныряло), 2 — корпус, 3 — набивка, 4 — упорное кольцо, 5 — грундбукса

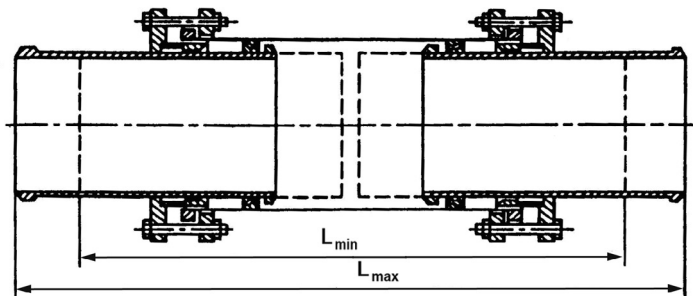


Рис. 4.46. Двухсторонний сальниковый компенсатор

Сальниковые компенсаторы. На паропроводах, рассчитанных на небольшое давление теплоносителей, в ряде случаев устанавливают *сальниковые компенсаторы*, основными преимуществами которых являются малые габариты и способность воспринимать значительные тепловые удлинения. Сальниковые компенсаторы могут применяться на всех трубопроводах при давлении теплоносителей до 1,6 МПа, не связанных со средами повышенной опасности. В теплоэнергетике они применяются в основном на теплофикационных трубопроводах и трассах водопроводов. Сальниковые компенсаторы бывают одно- и двухсторонние.

На рис. 4.45 показан односторонний сальниковый компенсатор. Между стаканом 1 и корпусом 2 компенсатора располагается сальниковое уплотнение 3. Сальниковая набивка, обеспечивающая герметичность, зажимается между упорным кольцом 4 и грундбуксой 5. На рис. 4.46 приведен разрез двухстороннего сальникового компенсатора. Пределы применения сальниковых компенсаторов этих видов приведены в табл. 4.25.

Основным *недостатком сальникового компенсатора* является передача на неподвижные опоры больших усилий, создаваемых давлением теплоносителя.

Компенсирующая способность сальниковых компенсаторов составляет в среднем 200—300 мм. Расчетная компенсирующая способность сальниковых компенсаторов принимается за вычетом запаса на непредвиденные увеличения тепловых удлинений трубопроводов. Величина запаса (мм) для односторонних компенсаторов представлена ниже.

Таблица 4.25

Предельные параметры применения сальниковых компенсаторов

D_y , мм	P_y , МПа	P_d (наибольшее) при температуре среды, °С		
		до 200	до 250	до 300
		<i>Односторонние</i>		
100—350	1,6	1,6	1,5	1,3
400—700	2,0	2,0	1,8	1,6
800—1000	1,6	1,6		
		<i>Двусторонние</i>		
100—150	1,6	1,6	1,5	1,3
400—700	2,0	2,0	1,8	1,6

Диаметр компенсатора D_y 150 мм.....	10
Диаметр компенсатора D_y 200 мм.....	10
Диаметр компенсатора D_y 300 мм.....	20
Диаметр компенсатора D_y 400 мм.....	20
Диаметр компенсатора D_y 400—1000 мм.....	30

Для двусторонних компенсаторов запас принимается в 2 раза больше соответствующего запаса для одностороннего компенсатора. Нормальная работа сальникового компенсатора может быть обеспечена лишь в том случае, когда направление расширения трубопровода точно совпадает с осью компенсатора. При несовпадении этих направлений стакан (ныряло) может заклинить в сальнике. В связи с этим при установке сальниковых компенсаторов очень важно соблюдать строгую соосность по отношению к трубопроводу. Отклонение зазоров между внутренней и наружной поверхностями звеньев компенсаторов (рис. 4.47) не должно превышать $\pm 0,1K$ и $\pm 0,2K_1$.

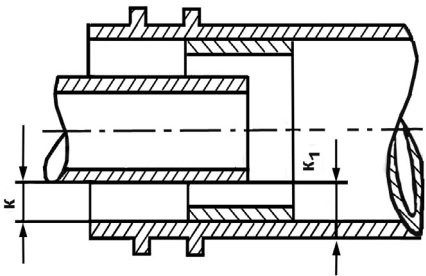


Рис. 4.47. Центровка сальниковых компенсаторов

Сальниковые компенсаторы имеют малые габариты и поэтому легко размещаются в камерах и проходных туннелях. Однако они сложны в изготовлении и монтаже. Хорошо изготовленные и смонтированные сальниковые компенсаторы при качественно произведенной набивке могут прослужить без подтяжки грундбуксы около шести месяцев, а при периодической подпитке набивки маслом — от двух до трех лет.

Недостатком сальниковых компенсаторов всех типов является сальник, требующий систематического ухода во время эксплуатации. Набивка сальникового компенсатора со временем изнашивается, теряет упругость и начинает пропускать теплоноситель. Подтяжка сальника в этих случаях не дает положительных результатов, поэтому через определенные периоды времени сальники приходится перенабивать.

Для сальниковой набивки в компенсаторах чаще всего применяется прографиченный асбестовый шнур квадратного сечения. Применение в качестве уплотнительного материала теплостойкой резины совместно с асбестовой набивкой значительно улучшает герметичность сальников и увеличивает срок их работы. В последнее время в качестве сальниковой набивки используется материал, созданный на основе природного графита — графлекс, применение которого позволяет значительно увеличить срок между перенабивками сальника. Набивка сальников производится путем укладки прографиченного асбестового шнура отдельными кольцами по три-четыре кольца в каждом слое. Последние два кольца набивки со стороны грундбуксы должны быть из термостойкой резины. Грундбукса установленного компенсатора должна входить в корпус компенсатора не более чем на 20—30 мм.

Между упорным кольцом на стакане сальникового компенсатора и упором на корпусе должен быть оставлен зазор на случай эксплуатации трубопровода с более низкой температурой по сравнению с температурой при его монтаже. Минимальный зазор в зависимости от длины участка и температуры наружного слоя воздуха приведен в табл. 4.26.

Таблица 4.26

Величины зазоров в сальниковом компенсаторе, мм

Длина участка трубопровода, м	Температура наружного воздуха, °C		
	5	5—20	> 20
100	30	50	60
75	30	40	50

Направляющие устройства трубопроводов в местах подсоединения к сальниковым компенсаторам должны плотно обжимать трубы пригнанными к ним роликами и центровать трубу в горизонтальной и вертикальной плоскостях.

Неполадки в работе сальниковых компенсаторов происходят чаще всего из-за неправильной центровки элементов компенсаторов между собой или компенсаторов с трубами, а также из-за небрежной установки направляющих опор и неравномерного износа деталей.

Все известные конструкции гофрированных компенсаторов делятся на пять типов [194]:

- осевые;
- полуразгруженные;
- угловые с плоскими шарнирами;
- угловые с пространственным шарниром;
- поворотные.

Осевые и полуразгруженные компенсаторы поглощают удлинение трубопровода вследствие осевого сжатия, угловые — изгиба, поворотные — поперечного сдвига гофрированной обечайки.

Осевой компенсатор имеет небольшое количество деталей, малую массу и габариты (рис. 4.48) и в простейшем исполнении состоит из гофрированной обечайки 4 и двух патрубков 3 и 7.

Гофрированная обечайка является основной деталью компенсатора и обеспечивает компенсацию удлинения трубопровода при сохранении его полной герметичности. При ее сжатии деформация гофров уменьшается от края к середине. Практика показывает, что при сжатии крайнего гофра на допустимую величину пятый гофр от края совсем не деформируется. Поэтому в обычном осевом компенсаторе количество гофров ограничивается шестью.

Нарушение герметичности компенсаторов и разрывы наиболее часто происходят в месте сварного соединения гофрированной обечайки с трубопроводом. Для более качественного выполнения и контроля сварного шва в заводских условиях компенсатор изготавливают с патрубками. Это упрощает его монтаж и повышает надежность.

В состав осевого компенсатора входит защитная обечайка 6, которую устанавливают внутри гофрированной обечайки и одним концом приваривают к патрубку. Второй конец ее входит в противоположный патрубок с зазором не менее 1,5 мм. Защитная обечайка уменьшает гидравлическое сопротивление компенсатора и потерю теплоты, предотвращает осаждение твердых веществ из транспортируемой среды в гофры и увеличивает устойчивость гофрированной обечайки от выпучивания.

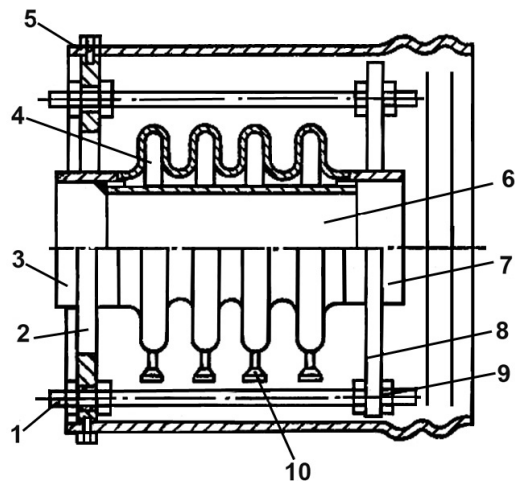


Рис. 4.48. Осевой компенсатор:

1 — тяга, 2, 8 — фланец, 3, 7 — патрубок, 4 — гофрированная обечайка, 5 — кожух, 6 — защитная обечайка, 9 — гайка, 10 — штуцер

Осевые компенсаторы с однослойной гофрированной обечайкой толщиной не менее 2 мм, предназначенные для горизонтальных и наклонных трубопроводов, изготавливаются со штуцерами 10, которые ввариваются в вершины гофров (в их нижнюю точку) и выполняют роль дренажей или воздушников.

На волнистые и сильфонные компенсаторы устанавливают натяжное устройство и кожух 5. Натяжное устройство состоит из тяг 1, фланцев 2 и 8, гаек 9 и предназначено для выполнения холодной растяжки на монтаже и для ограничения деформации гофрированной обечайки. Кожух защищает гофрированную обечайку от повреждений и служит основанием для тепловой изоляции компенсатора.

При необходимости увеличения компенсирующей способности изготавливаются многогоф-

ровые осевые компенсаторы с десятью и более гофрами. Их конструкции различны. Известна конструкция осевого компенсатора с гофрами переменной высоты, которая возрастает от края к середине гофрированной обечайки (рис. 4.49, а). Поскольку высокие гофры имеют меньшую жесткость, то обечайка сжимается более равномерно.

Для другой конструкции (рис. 4.49, б) компенсатора обечайка разделена патрубками 2 и 4 на секции. Деформация каждой секции ограничивается тягами 1, 3 и 5. На компенсаторах с однослойной гофрированной обечайкой, которая имеет толщину не менее 2 мм, для равномерного сжатия внутри каждого гофра устанавливается кольцо 1, имеющее ширину, меньшую ширины гофра (рис. 4.49, в). Для центровки к кольцу приваривается ребро 2.

Полуразгруженные компенсаторы.

В рассмотренных выше осевых компенсаторах возникают большие распорные силы от давления теплоносителя, которые передаются на неподвижные опоры трубопроводов и на оборудование. Для снижения нагрузок на опоры используются конструкции осевых гофрированных компенсаторов с уравновешенными распорными силами — полуразгруженные компенсаторы. В зависимости от уравновешивающих сил полуразгруженные компенсаторы делятся на гидравлические и механические.

В гидравлических компенсаторах уравновешивающая сила создается давлением теплоносителя, в механических — различными механическими устройствами. Конструкции таких компенсаторов разнообразны.

Гидравлический полуразгруженный компенсатор (рис. 4.50, а) состоит из патрубков 1 и 7, один из которых имеет раструб 3. Расположенная в раструбе гофрированная обечайка 5 приварена к патрубкам так, что теплоноситель омывает ее с наружной стороны, а полость через сальник 6 сообщается с атмосферой. Для удаления теплоносителя и осадков в раструбе просверлено отверстие, которое герметично закрыто резьбовой

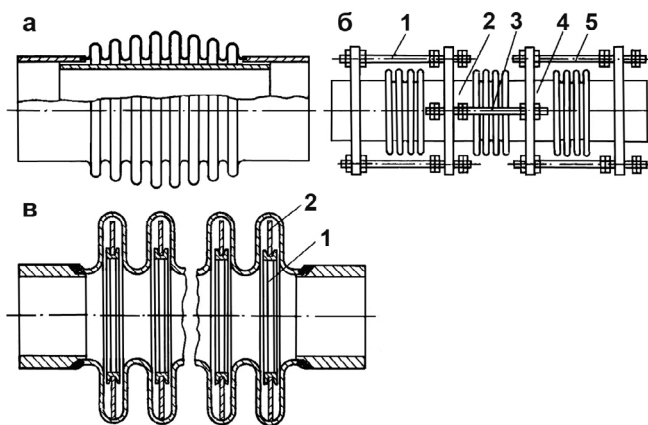


Рис. 4.49. Многогофрированные осевые компенсаторы: а — с гофрами разной высоты, б — с несколькими гофрированными обечайками, в — с кольцами

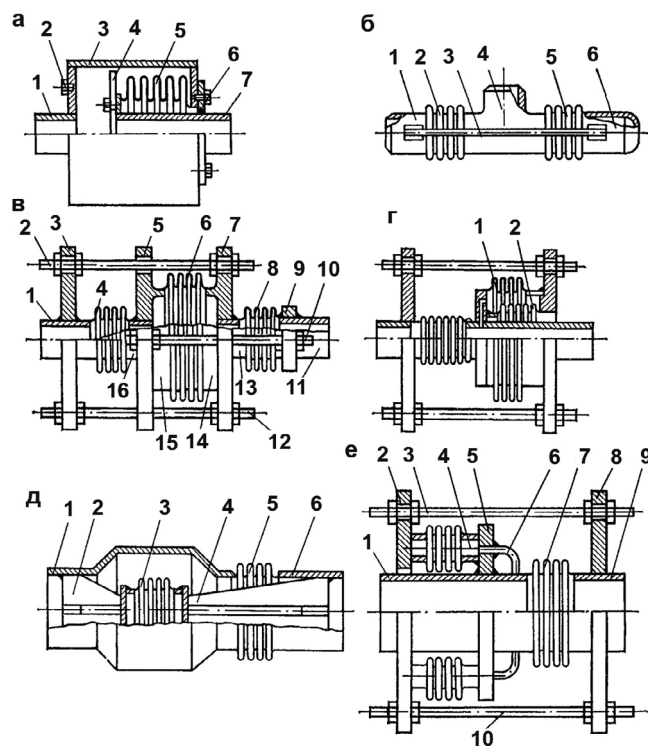


Рис. 4.50. Гидравлические полуразгруженные компенсаторы: а — с гофрированной обечайкой под внешним давлением, б — с угловым отводом, в — с тремя гофрированными обечайками, расположенными последовательно, г — с тремя гофрированными обечайками, две из которых расположены одна в другой, д — с внутренней сильфонной коробкой, е — с внешними сильфонными коробками

пробкой 2. Сегменты 4, распределенные равномерно по торцу патрубка, центрируют гофрированную обечайку в раструбе.

Компенсатор, изображенный на рис. 4.50, б, состоит из двух гофрированных обечаек 2 и 5, которые через патрубки 1 и 6 соединены между собой тягами 3. Патрубки 1 и 4 присоединяются к трубопроводу, патрубок 6 заглушен. В компенсаторе распорная сила гофрированной обечайки 2 уравнивается распорной силой обечайки 5.

Полуразгруженный компенсатор (рис. 4.50, в) состоит из трех соосно расположенных гофрированных обечаек 4, 6 и 5. Средняя обечайка имеет больший диаметр, чем две крайние, у которых он одинаков. Патрубки 1, 11, 13, 14, 15 и 16 через фланцы 3, 5, 7 и 9 попарно жестко соединены между собой тягами 2, 10 и 12. При таком соединении патрубков тягами распорные силы крайних и средней гофрированных обечаек направлены противоположно друг другу, поэтому они уравниваются.

В некоторых конструкциях полуразгруженных компенсаторов для уменьшения длины гофрированная обечайка меньшего диаметра 2 помещена внутри обечайки большего диаметра 1 (рис. 4.50, г). При этом полость обечайки 2 сообщается с атмосферой, а обечайки 1 — с трубопроводом.

В конструкции полуразгруженного компенсатора на рис. 4.50, д распорное усилие уравнивается сильфонной коробкой 3. Коробка жестко связана тягами 2 и 4 через патрубки 1 и 6 с гофрированной обечайкой 5. Поскольку гофрированная обечайка находится под внутренним давлением, а сильфонная коробка, из которой откачан воздух, под внешним, то возникающие в них распорные силы уравнивают друг друга.

В некоторых конструкциях (рис. 4.50, е) сильфонные коробки 4 вынесены на патрубок компенсатора. Через шланги 6 в них поступает транспортируемая среда под давлением и создает распорную силу, которая через тяги 3 и 10, фланцы 2, 5 и 8 и патрубки 1 и 9 уравнивает распорную силу гофрированной обечайки 7.

Гидравлические полуразгруженные компенсаторы полностью разгружают концевые неподвижные опоры трубопроводов от распорной силы, которая создается давлением транспортируемой среды. Однако они сложны по конструкции, что не позволяет проводить контроль сварных швов неразрушающими методами дефектоскопии. Кроме того, компенсаторы имеют по две гофрированные обечайки, собственная жесткость которых при сжатии складывается. Так

как распорная сила от жесткости также воспринимается концевыми опорами, то в таких конструкциях целесообразно применять многослойные мягкие гофрированные обечайки.

Для линзовых компенсаторов наибольший уравнивающий эффект получается при применении механического уравнивания распорных сил. Ниже рассмотрены некоторые конструкции механических полуразгруженных компенсаторов, уравнивающая сила которых создается сжатыми цилиндрическими пружинами.

Одна из конструкций такого компенсатора состоит из гофрированной обечайки 4 и патрубков 1 и 7 (рис. 4.51, а). На патрубках установлены кронштейны 2 и 5, через которые с помощью тяг 3, 8 и 10 передается сила сжатых пружин 6, 9 и 11.

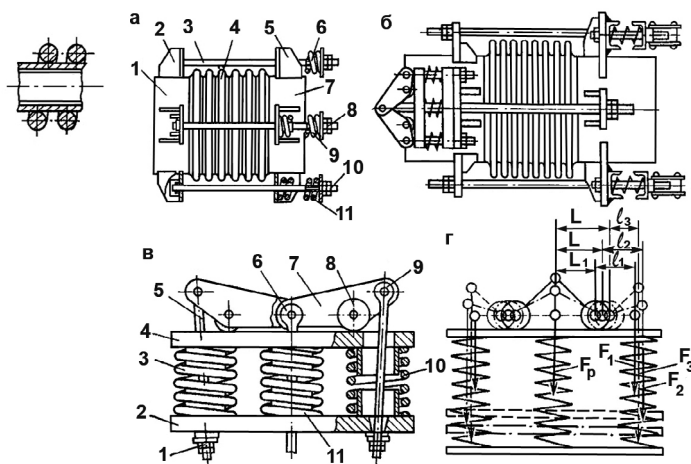


Рис. 4.51. Механические полуразгруженные компенсаторы: а — с пружинами, б — с рычагами и пружинами, в — рычажное устройство, г — схема изменения сил и плеч в рычажном устройстве

Сила сжатых пружин действует постоянно, а распорная сила — только при горячем трубопроводе, поэтому полное уравнивание получить невозможно. Для уменьшения распорной силы на 45 % суммарную силу пружин выбирают равной ее половине. Описанная конструкция полуразгруженного компенсатора применяется при компенсирующей способности не более 20 мм. В других случаях на осевые компенсаторы устанавливаются рычажные уравнивающие устройства (рис. 4.51, б).

Основными деталями рычажного устройства (рис. 4.51, в) являются цилиндрические пружины 3, 10 и 11, расположенные между плитами 2 и 4. Сила сжатых пружин передается через тяги 5, 6 и 9 и два рычага, каждый из которых состоит из двух пластин 7 и ролика 8. Тяга 6 установлена симметрично относительно пружин и является общей для обоих рычагов, а тяги 5 и 9 гайками 1 соединяют нижнюю плиту и концы рычагов. Для уравнивания распорных сил нижнюю плиту 2 приваривают к одному из патрубков компенсатора, а тягу 6 гайками через кронштейн соединяют с противоположным патрубком. Рычажное устройство позволяет получить постоянную уравнивающую силу пружин из-за изменения длины плеч рычагов, связанных с пружинами и с патрубками компенсатора. На рис. 4.51, г показано несколько положений пружин и рычагов.

Угловые компенсаторы с плоскими шарнирами. Конструкция углового компенсатора с плоскими шарнирами (рис. 4.52, а) состоит из гофрированной обечайки 3 и патрубков 1 и 11 с кронштейнами 2 и 9. Патрубки через кронштейны соединены между собой тягами 4 и 8, которые с помощью оси 6 образуют плоский шарнир, расположенный в середине гофрированной обечайки.

На некоторых конструкциях компенсаторов с плоскими шарнирами устанавливают защитную обечайку 10, кожух 7 и стопорный винт 5. При этом защитная обечайка состоит из двух частей, входящих одна в другую с зазором, величина которого соответствует углу изгиба компенсатора и выполняет ту же роль, что и в осевых компенсаторах. Кожух защищает гофрированную обечайку от повреждений, а стопорный винт исключает ее изгиб при транспортировке и монтаже.

Безраспорный угловой компенсатор с плоскими шарнирами (рис. 4.52, б) отличается от обычного только расположением тяг, которые смещены в радиальном направлении относительно оси гофрированной обечайки. Такое конструктивное решение позволяет изгибать компенсатор не внешним моментом, распорная сила от которого передается на концевые опоры трубопровода, а моментом, созданным давлением транспортируемой среды и эксцентриситетом между осями шарнира и гофрированной обечайки. Для ограничения угла изгиба на компенсатор установлены упоры 1.

Известна конструкция углового компенсатора с плоскими шарнирами (рис. 4.52, в), у которого тяги 1 и 2 установлены внутри гофрированной обечайки. Это позволяет уменьшить габариты компенсатора и толщину патрубков.

Для разгрузки тяг и увеличения устойчивости компенсатора от выпучивания применяется конструкция (рис. 4.52, г), у которой гофрированная обечайка 1 находится под наруж-

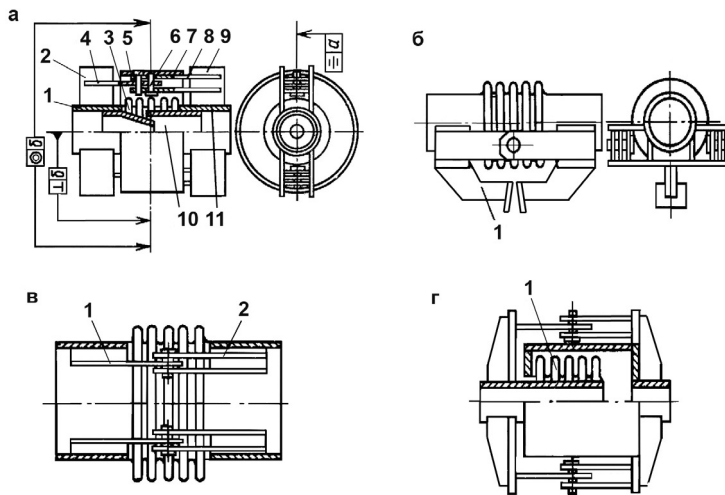


Рис. 4.52. Угловые компенсаторы с плоскими шарнирами: а — общая конструкция, б — безраспорный, в — с тягами внутри компенсатора, г — с гофрированной обечайкой под внешним давлением

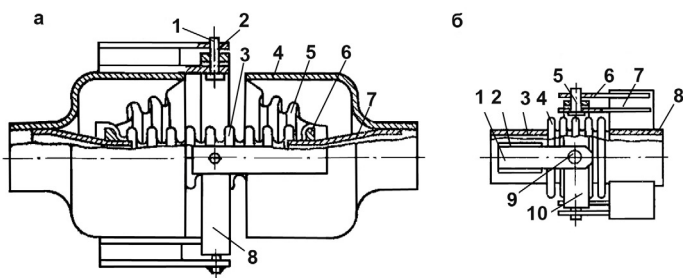


Рис. 4.53. Угловые компенсаторы с пространственным шарниром:

а — общая конструкция, *б* — с тремя гофрированными обечайками

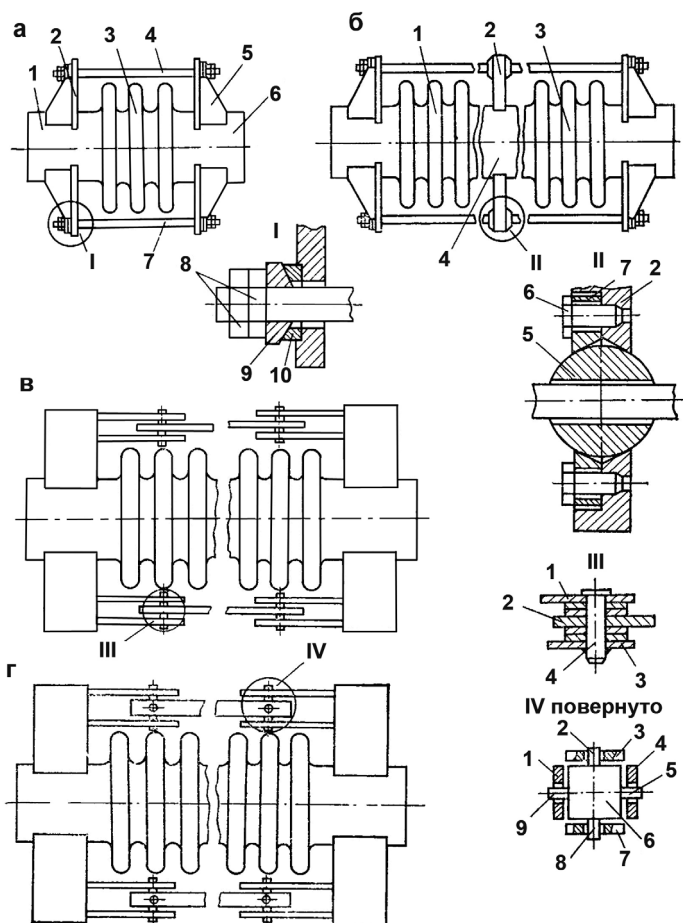


Рис. 4.54. Поворотные компенсаторы:

а — с одной гофрированной обечайкой и со сферическими шарнирами, *б* — с двумя гофрированными обечайками и сферическими шарнирами, *в* — с двумя гофрированными обечайками и плоскими шарнирами, *г* — с двумя гофрированными обечайками и пространственными шарнирами

ным давлением транспортируемой среды.

Угловые компенсаторы с пространственным шарниром. В угловом компенсаторе с пространственным шарниром (рис. 4.53, *а*) тяги 1 и 6 установлены на патрубках 3 и 8 с помощью кронштейнов 2 и 7 в перпендикулярных плоскостях. Осями 5 и 9 они соединены с кольцом 10 и образуют шарнир, который позволяет гофрированную обечайку 4 изгибать в любой плоскости пространства.

Гофрированная обечайка компенсаторов пространственных трубопроводов получает большую деформацию по сравнению с компенсацией удлинений плоских трубопроводов. Поэтому при разработке конструкции компенсаторов с пространственным шарниром стремятся увеличить допускаемый угол изгиба. Эта задача решена в конструкции компенсатора с тремя гофрированными обечайками (рис. 4.53, *б*). Его допускаемый угол изгиба в три раза больше, чем у компенсатора с одной гофрированной обечайкой.

Компенсатор состоит из двух конических гофрированных обечайек 5, основания которых герметично соединены с раструбами 4, а вершины — с концами цилиндрической обечайки 3. Тяги 2, укрепленные жестко на раструбах, оси 1 и кольцо 8 образуют пространственный шарнир, направляющие обечайки 7 с упорами 6 центрируют гофрированные обечайки и предотвращают их осевое растяжение, которое вызывает сила от давления.

Поворотные компенсаторы. Поворотные компенсаторы, как и угловые, имеют несколько конструкций.

Компенсатор (рис. 4.54, *а*) с одной гофрированной обечайкой 3 состоит из двух патрубков 1 и 6, которые через кронштейны 2 и 5 связаны между собой тягами 4 и 7 со сферическими

шарнирами на концах. Каждый шарнир состоит из вогнутой и выпуклой сферических шайб 10 и 9 и двух гаек 8.

Широкое распространение получила конструкция поворотных компенсаторов (рис. 4.54, б) с двумя гофрированными обечайками 1 и 3, соединенными промежуточным патрубком 4. Для повышения устойчивости компенсатора на промежуточный патрубок установлен кронштейн 2 с шаровым шарниром, который состоит из шара с отверстием 5, крышки 7 и винтов 6.

В некоторых конструкциях поворотных компенсаторов сферические шарниры, которые сложны в изготовлении, заменены плоскими или пространственными.

Поворотный компенсатор (рис. 4.54, в) имеет плоские шарниры и предназначен для компенсации удлинений трубопровода, изгибы которого расположены в одной плоскости. Каждый из четырех его шарниров образован тягами 1, 2, 3 и осью 4.

При компенсации удлинений трубопроводов, изгибы которых расположены в двух плоскостях, применяются компенсаторы с пространственными шарнирами (рис. 4.54, г). Шарнир такого компенсатора состоит из сухаря 6, осей 2, 5, 8, 9 и тяг 1, 3, 4 и 7.

Гофрированная обечайка угловых и поворотных компенсаторов, как и осевых, является основным рабочим элементом. При разогреве трубопровода у угловых компенсаторов она изгибается, а у поворотных получает поперечный сдвиг.

Патрубки угловых и поворотных компенсаторов не только соединяют гофрированную обечайку с трубопроводом, но и выполняют функцию несущей конструкции. В месте крепления кронштейна к патрубку от распорной силы возникает напряжение, которое зависит от давления теплоносителя в трубопроводе, размеров опорной площадки, диаметра и толщины патрубка. При давлениях выше 0,6 МПа и диаметрах более 500 мм толщина патрубка в два-три раза больше толщины присоединяемого трубопровода.

Тяги угловых и поворотных компенсаторов, не препятствуя изгибу или поперечному сдвигу гофрированной обечайки, исключают ее осевую растяжку от действия давления теплоносителя и предотвращают перенапряжение гофров. Кроме того, они разгружают концевые опоры трубопроводов от распорной силы.

4.5.3. Основные требования к компенсаторам

Требования к осевым компенсаторам. Осевые компенсаторы применяются для компенсации удлинений прямых трубопроводов (рис. 4.55, а—г), имеющих достаточную устойчивость и небольшой прогиб между опорами, и изогнутых трубопроводов, у которых колена закреплены в неподвижных опорах (рис. 4.55, д).

Осевые компенсаторы, как правило, устанавливаются вблизи неподвижных опор. Такое расположение позволяет сократить количество опор, увеличить жесткость и устойчивость трубопровода и разгрузить гофрированную обечайку от изгибающего момента. Если по условиям компоновки компенсаторы устанавливаются на расстоянии от ближайших опор более $3D_n$ (D_n — наружный диаметр трубопровода), то необходимо применять дополнительные подвижные опоры.

Для того чтобы повысить надежность осевого компенсатора, его гофрированную обечайку разгружают от внешних нагрузок. Для этого применяются различные конструкции подвижных опор (рис. 4.56).

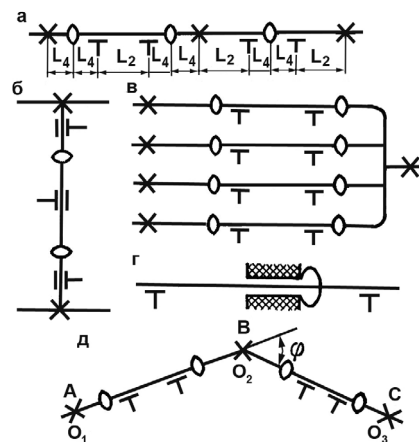


Рис. 4.55. Схемы трубопроводов с осевыми компенсаторами:

а — прямой трубопровод, б — стояк, в — трубопровод с несколькими ответвлениями, г — проход трубопровода через стену, д — изогнутый трубопровод

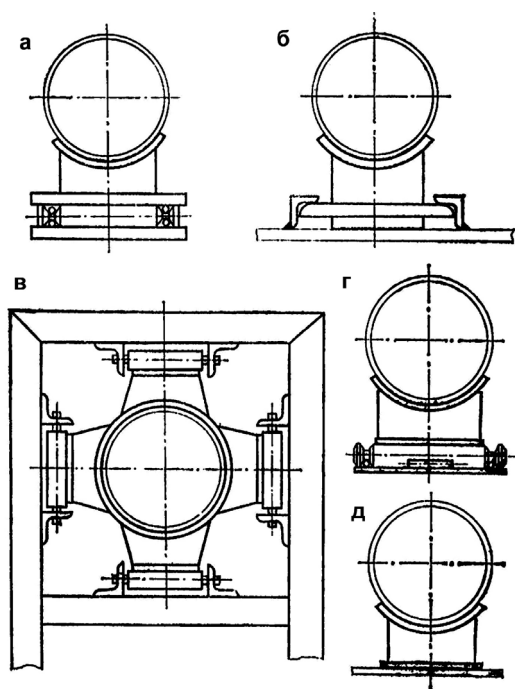


Рис. 4.56. Подвижные опоры для трубопроводов с осевыми компенсаторами:
 а — катковая с направляющими, б — скользящая с направляющими, в — центрирующая катковая, г — катковая, д — скользящая

допускаемого пролета между неподвижными опорами.

Для большинства конструкций гидравлических полуразгруженных компенсаторов основная часть распорной силы, которая создается давлением теплоносителя, уравновешена. Поэтому на концевые опоры трубопровода при работе этих компенсаторов действует сила, которая

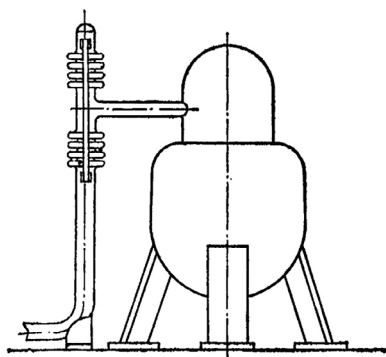


Рис. 4.57. Применение гидравлического полуразгруженного компенсатора с угловым отводом

На трубопроводах с волнистыми и сильфонными компенсаторами устанавливают направляющие опоры (рис. 4.56, а—в). Для линзовых компенсаторов применяют более простые катковые и скользящие опоры (рис. 4.56, г, д). Подвески и пружинные опоры для крепления трубопроводов с осевыми компенсаторами не применяют.

Большое влияние на работу осевых компенсаторов оказывает пролет между опорами, а также между компенсаторами и опорами. Для трубопровода с несколькими компенсаторами (рис. 4.55, а) пролет L_2 принимают равным не более $0,7 L_p$, где L_p — пролет, полученный из условия прочности трубопровода или несущей способности опор, пролет L_4 принимают равным не более $3D_n$.

Требования к полуразгруженным компенсаторам. Как показано в § 4.5.2, для уменьшения распорной силы осевые компенсаторы заменяют полуразгруженными. Угловой полуразгруженный компенсатор устанавливают вместо колен на изогнутых трубопроводах (рис. 4.57). Другие конструкции полуразгруженных компенсаторов применяются на прямых участках трубопроводов (см. рис. 4.55).

Количество гофров в каждом полуразгруженном компенсаторе определяется при разработке конструкции и не может меняться произвольно. По количеству гофров определяется величина

возникает от жесткости гофров и от трения в подвижных опорах. От механического полуразгруженного компенсатора на концевые опоры холодного трубопровода передается также усилие от сжатых пружин. Распорные силы холодного и горячего трубопровода от механических полуразгруженных компенсаторов направлены противоположно друг другу. При применении полуразгруженных компенсаторов необходимо иметь в виду, что их распорная сила всегда меньше, чем осевая. Поэтому полуразгруженные и осевые компенсаторы нельзя одновременно устанавливать на одном трубопроводе.

Требования к угловым компенсаторам. Угловые компенсаторы с плоскими шарнирами применяются на длинных изогнутых трубопроводах, колена которых расположены в одной плоскости. Изгибная жесткость гофрированных обечаек в несколько раз меньше жесткости колен, поэтому при удлинении трубопровода изгибаются компенсаторы. Изгибающий момент создается осевой силой, возника-

ющей от стесненного удлинения, и плечом, образованным изгибом трубопровода. Поэтому на прямых трубопроводах угловые компенсаторы применять нельзя.

Поскольку концы трубопровода, жестко закрепленные в неподвижных опорах, не могут перемещаться, то на него устанавливают не менее двух угловых компенсаторов. Компенсаторы делят трубопровод на три участка, два из которых всегда неподвижны, а третий поворачивается. Различные по форме трубопроводы и два или три угловых компенсатора могут образовывать схемы компенсации, наиболее распространенные из которых показаны на рис. 4.58.

Трубопроводы с четырьмя и более угловыми компенсаторами и двумя неподвижными опорами на ТЭС не применяются, так как они кинематически неопределимы. В этом случае компенсаторы изгибаются на произвольные углы, величину которых рассчитать невозможно.

На выбор конфигурации трубопровода основное влияние оказывает компоновка оборудования, а компенсирующая способность схемы определяется расстоянием между компенсаторами и их технической характеристикой. Поэтому расстояния между компенсаторами назначают наибольшим, а расстояния между коленами и компенсаторами, которые не влияют на компенсирующую способность, выбирают наименьшими.

Угловые компенсаторы создают небольшие распорные усилия по сравнению с осевыми компенсаторами, поэтому при их установке не предъявляются особые требования к концевым неподвижным опорам, а в качестве промежуточных подвижных опор могут использоваться и пружинные подвески.

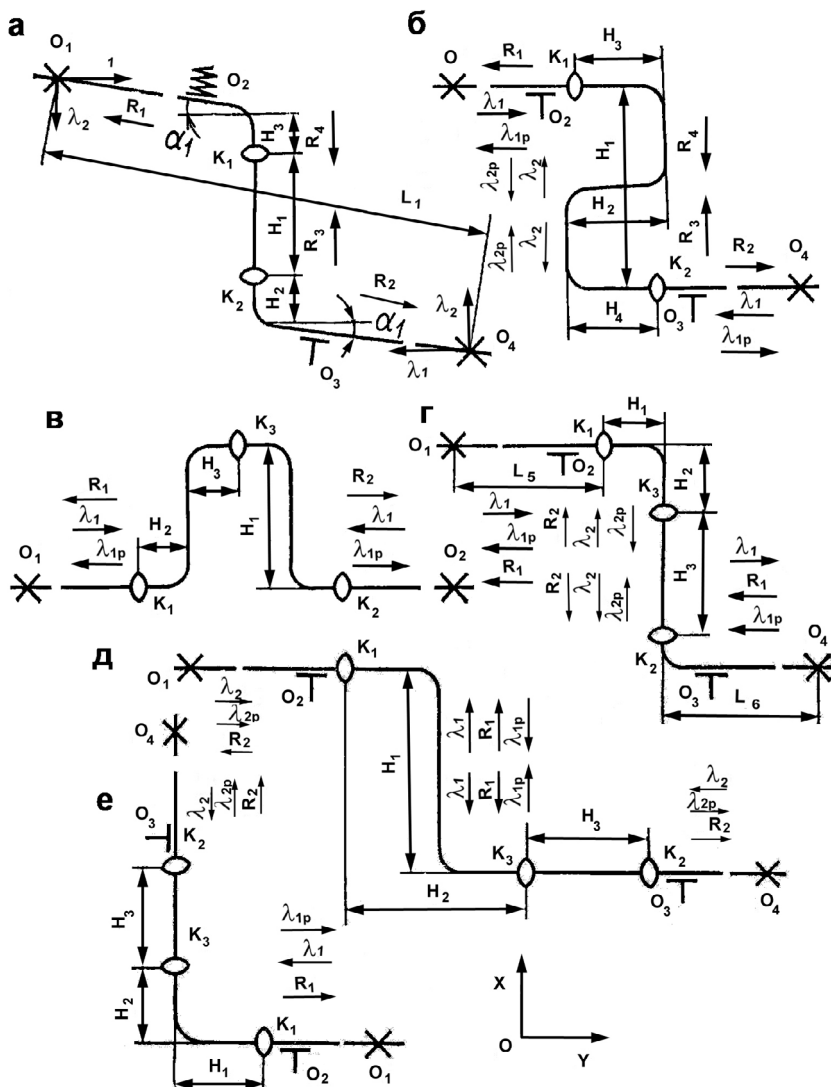


Рис. 4.58. Схемы трубопроводов с угловыми компенсаторами, имеющими плоские шарниры:

а — с двумя компенсаторами и с двумя коленами, б — с двумя компенсаторами и с четырьмя коленами, в — с тремя компенсаторами и двумя коленами, г, д — с тремя компенсаторами и с двумя коленами, е — с тремя компенсаторами и с одним коленом

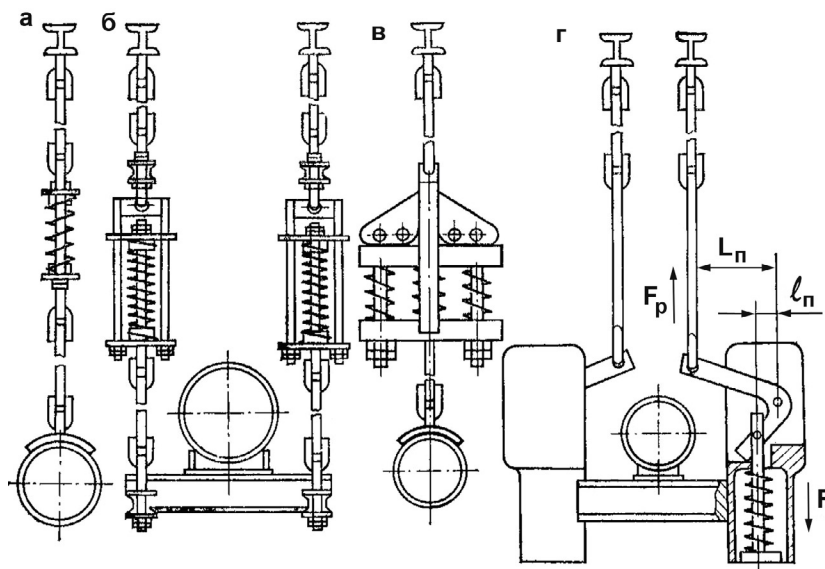


Рис. 4.59. Пружинные подвески для трубопроводов с угловыми и поворотными компенсаторами:

a — подвеска переменного усилия на одной тяге, *б* — подвеска переменного усилия на двух тягах, *в* — подвеска постоянного усилия на одной тяге, *г* — подвеска постоянного усилия на двух тягах

При этом для линейных компенсаторов применяются обычные пружинные подвески (рис. 4.59, *a*, *б*), для волнистых и сильфонных — подвески постоянного усилия (рис. 4.59, *в*, *г*).

При применении угловых компенсаторов с плоскими шарнирами пространственный трубопровод разбивают на участки, расположенные в одной плоскости (рис. 4.60, *a*). Такое решение приводит к установке большого количества компенсаторов и опор, что увеличивает трудозатраты и снижает надежность трубопровода. Более компактным пространственным

трубопровод получается при установке на него угловых компенсаторов с пространственным шарниром (рис. 4.60, *б*).

В некоторых случаях применяются одновременно угловые компенсаторы с пространственными и плоскими шарнирами (рис. 4.60, *в*). Такое комбинированное применение компенсаторов позволяет увеличить компенсирующую способность и снизить нагрузки на опоры.

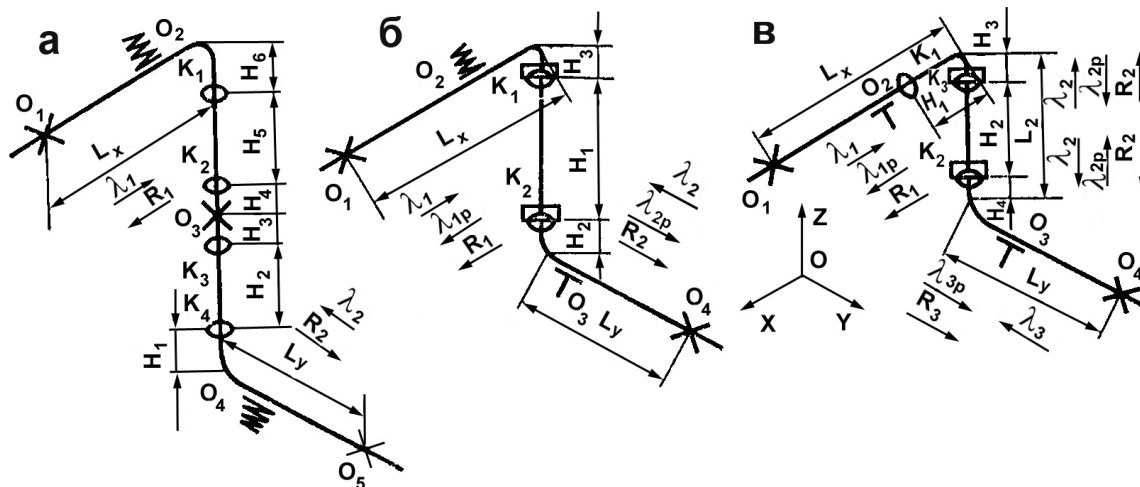


Рис. 4.60. Схемы пространственных трубопроводов:

a — с четырьмя угловыми компенсаторами, имеющими плоские шарниры, *б* — с двумя угловыми компенсаторами, имеющими пространственные шарниры, *в* — с двумя угловыми компенсаторами, имеющими пространственные шарниры, и с одним, имеющим плоские шарниры

Требования к поворотным компенсаторам. Поворотные компенсаторы применяются для компенсации перемещений, направление которых перпендикулярно их оси, и устанавливаются на плоских (рис. 4.61, а—ж) и пространственных (рис. 4.61, з) трубопроводах. Компенсирующая способность изображенных трубопроводных схем пропорциональна длине вставки H_1 , поэтому более широкое распространение получили компенсаторы с двумя гофрированными обечайками (рис. 4.61, б—з).

Компенсаторы с одной обечайкой (рис. 4.61, а) имеют небольшую компенсирующую способность и, как правило, применяются для гашения вибраций трубопроводов. В пространственных схемах применяются компенсаторы со сферическими и пространственными шарнирами (рис. 4.61, б, з).

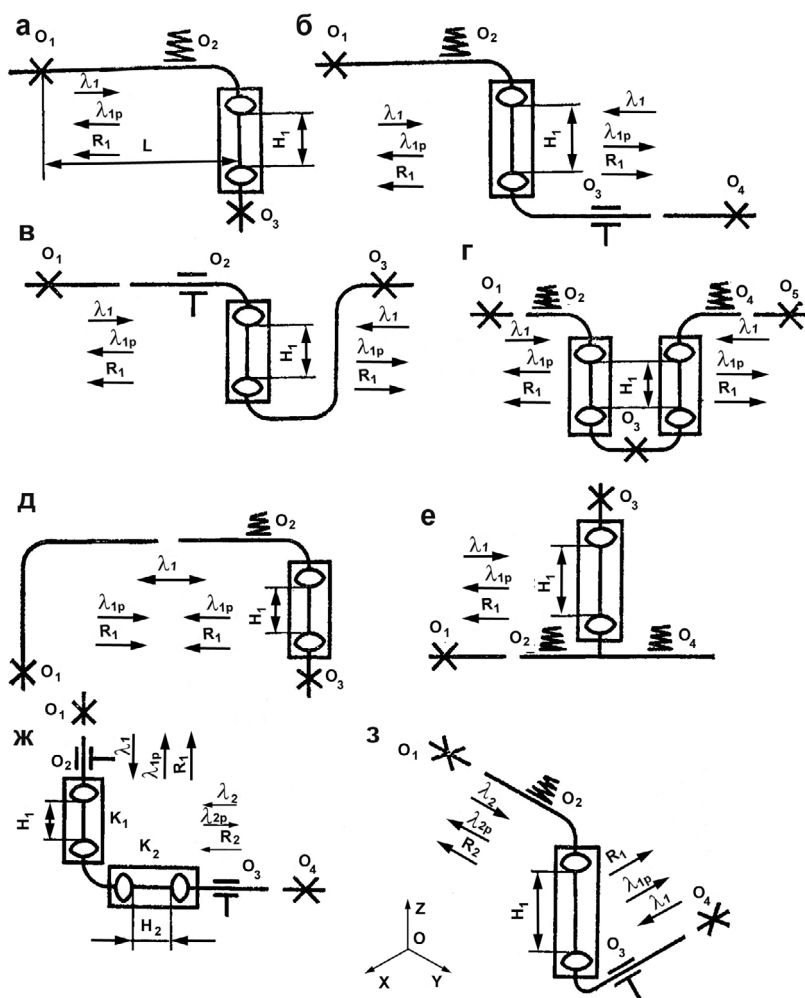


Рис. 4.61. Схемы плоских и пространственных трубопроводов с поворотными компенсаторами:

а — с одним компенсатором и с одним коленом, б, д, з — с одним компенсатором и с двумя коленами, в — с одним компенсатором и с четырьмя коленами, г — с двумя компенсаторами и с четырьмя коленами, е — с одним компенсатором и с одним тройником, ж — с двумя компенсаторами и с одним коленом

4.6. Техническое обслуживание и ремонт трубопроводов и элементов опорно-подвесной системы

4.6.1. Характерные неисправности опорно-подвесной системы трубопроводов и способы их устранения

В процессе обследования опорно-подвесных систем трубопроводов ТЭС часто встречаются неисправности, возникшие в процессе монтажа и эксплуатации.

Большинство неисправностей опорно-подвесной системы трубопроводов приводит к заземлению трубопровода, при этом под термином «заземление» понимается любое ограни-

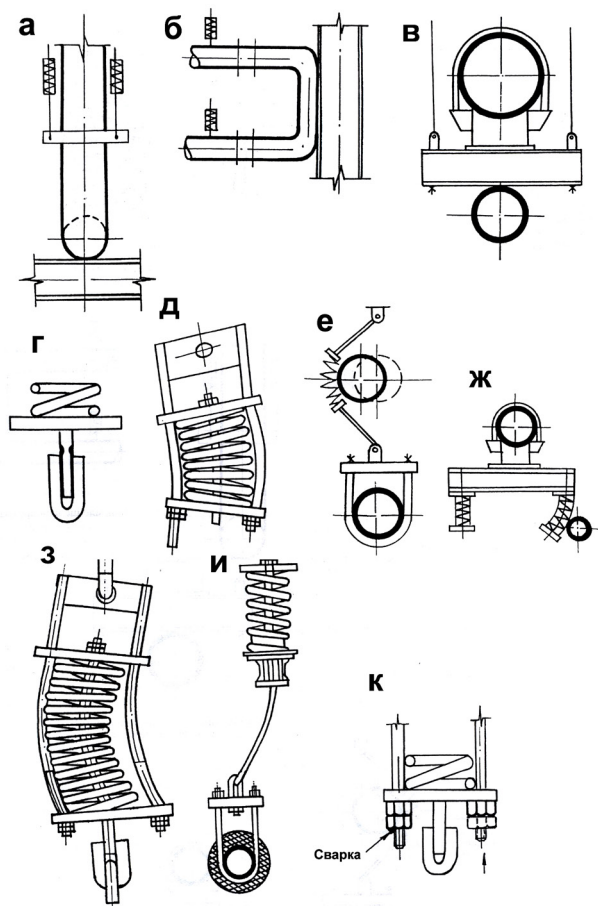


Рис. 4.62. Основные дефекты элементов опорно-подвесной системы трубопроводов:

а — защемление вертикального участка паропровода с несущей балкой, *б* — защемление паропровода с колонной, *в* — защемление опоры паропроводом, проходящим ниже, *г* — подрезы при сварке тяг и ушек, *д* — перекося траверсы коромысла, *е, ж* — защемление опор паропроводами, *з* — блок, пружина которого потеряла устойчивость, *и* — деформация тяг опор при тепловых перемещениях паропровода, *к* — отсутствие фиксации гаек, отсутствие контргаек

- вызванные установкой пружинной опоры или подвески с короткими тягами и деформированными подвижными элементами;
- опор вследствие заклинивания пружин центральными шпильками или шарнирами, а также из-за смещения скользящих опор.

В табл. 4.27 по данным [181, 194] представлены характерные неисправности элементов опорно-подвесных систем трубопроводов и способы их устранения. На рис. 4.62 показаны дефекты элементов опорно-подвесной системы трубопроводов.

чение перемещений теплоизолированного трубопровода при его прогреве или расхолаживании, не предусмотренное проектом [195].

Возможные защемления трубопроводов выявляются осмотром трасс в рабочем и холодном состояниях. Необходимо использовать следующий критерий отсутствия защемлений: между наружной поверхностью тепловой изоляции трубопроводов и расположенным рядом с ними оборудованием или строительными конструкциями во всех тепловых состояниях должны быть видимые зазоры размером не менее 200 мм в соответствии с требованиями [196], обеспечивающие беспрепятственные температурные расширения трубопроводов.

Наиболее характерными для ТЭС являются следующие виды защемлений трубопроводов:

- в местах прохода трубопроводов через стены, перекрытия и площадки обслуживания из-за недостаточных размеров отверстий в них;
- взаимно расположенных рядом трубопроводов вследствие соприкосновения их тепловой изоляции;
- строительными конструкциями или оборудованием, расположенным в непосредственной близости при температурном расширении трубопроводов;
- дренажных труб, воздушников, а также тяг подвесок в местах прохода трубопроводов через площадки обслуживания или строительные конструкции;
- временными опорами, упорами, блокирующими стяжками пружин или разгрузочными устройствами, не демонтированными после завершения монтажа или ремонтных работ;

Таблица 4.27

Характерные дефекты опорно-подвесной системы трубопроводов и способы их устранения

Выявленный дефект опорно-подвесной системы	Способ устранения дефекта
<i>1. Пружинные подвески и пружинные опоры, жесткие тяги</i>	
1.1. Наличие на пружинных блоках недемонтированных монтажных стяжек или стяжек, у которых в средней части сделана прорезь	Стяжки пружинных обойм необходимо удалять полностью после окончания монтажа или ремонта. При вертикальных перемещениях вверх точки подвеса недемонтированные стяжки могут быть причиной защемления пружинных подвесок
1.2. Защемление центральной тяги пружинной обоймы коромыслом пружинного блока	Защемление пружинной обоймы устраняется путем срезки части центральной тяги, выступающей над контргайкой. Если зазор между фланцем пружинной обоймы и коромыслом мал, для его восстановления необходимо выполнить реконструкцию пружинного блока
1.3. Защемление промежуточного шарнира на тяге траверсой или фланцем пружинного блока (нижним или верхним)	Защемление устраняется переделкой тяги с увеличением расстояния между шарниром и местом защемления
1.4. Потеря устойчивости пружин в пружинных блоках из-за отсутствия в опорной конструкции направляющих элементов для центральных тяг, отсутствия промежуточных шарнирных элементов на центральной тяге, установки в опорный блок пружины (или пружин), суммарная свободная высота которой превышает диаметр пружины более чем в 2,6 раза, изначального искривления центральной тяги пружинного блока, дефектов изготовления пружин, отсутствия центрующих стаканов на фланцах пружинного блока	При выявлении пружин, потерявших устойчивость, следует проанализировать причину этого дефекта. В зависимости от сделанных выводов намечается перечень необходимых мероприятий. В результате анализа возможно техническое решение с изменением конструкции опоры или внесением в нее дополнительных направляющих элементов. В любом случае деформированные пружины должны быть демонтированы и заменены, поскольку пружины, потерявшие устойчивость, имеют упругие характеристики, существенно отличающиеся от типовых
1.5. «Закусывание» фланцев пружинной обоймы на ее боковых тягах вследствие перекоса фланцев или недостаточности диаметра отверстия в местах прохода тяг	При «закусывании» фланцев на боковых тягах следует расширить проходные отверстия в них приблизительно на 5 мм
1.6. Искривление центральной тяги в месте ее прохода через фланец или направляющие элементы опорного пружинного блока (происходит при значительных горизонтальных усилиях)	Возможно увеличение диаметра центральной тяги или изменение конструкции опоры с установкой пружинного блока в рассечку тяги. Возможно увеличение длины тяги
1.7. Перекос опорной балки вследствие слабой затяжки хомута, разрушения пружин в одной из тяг, обрыва одной из тяг, неодинаковой затяжки пружин или неодинаковой жесткости пружин в тягах	Разрушенные детали опоры необходимо восстановить или заменить новыми. Хомуты следует обтянуть. В цепях необходимо установить пружины с одинаковой жесткостью и одинаковой максимальной нагрузкой
1.8. Установка в пружинных блоках пружин, не отвечающих требованиям нормалей, разработанных для трубопроводов	Заменить пружины
1.9. Недостаточная жесткость металлоконструкций в узлах крепления опор и подвесок. «Сползание» опор несущих конструкций по железобетонным колоннам	Выполнить конструктивную переработку и реконструкцию узла крепления. В случае «сползания» опор несущих конструкций следует поднять в исходное положение и приварить к закладным деталям колонны

Продолжение табл. 4.27

Выявленный дефект опорно-подвесной системы	Способ устранения дефекта
1.10. Отсутствие контргаяк в элементах пружинных блоков, опорных металлоконструкциях или узлах креплений. Нарушение целостности резьбы на элементах пружинного блока	Укомплектовать опору контргайками. Заменить поврежденные резьбовые элементы
1.11. Зашемления пружинных блоков, тяг, траверс соседними металлоконструкциями	Обеспечить свободу перемещений элементов ОПС
1.12. Размещение пружинных обойм и прокладка тяг в тепловой изоляции трубопровода (или соседних трубопроводов)	При перегреве пружины теряют упругие свойства. Тяги обычно выполняются из углеродистых сталей, при нагреве в них проявляется эффект ползучести, поэтому указанный дефект должен быть устранен путем реконструкции опоры
1.13. Отсутствие достаточного количества стяжных болтов на хомутах подвесок вертикальных трубопроводов. Установка хомутов, предназначенных для трубопроводов большего диаметра, на трубопроводы с меньшим диаметром	Дефект приводит к деформации хомутов и снижению нагрузки подвесок. Хомуты должны соответствовать диаметру трубопровода и быть полностью укомплектованы стяжными болтами
1.14. Зашемление пружинного блока внутрипружинными стаканами или наружным защитным кожухом	Подрезать стаканы или защитный кожух
1.15. Использование в ПРОП непроектных комплектующих элементов	Привести элементы ПРОП в соответствие требованиям НД
<i>2. Комбинированные и катковые опоры</i>	
2.1. Катковые и шариковые пружинные опоры имеют следующие конструктивные недостатки: невозможность регулировки пружин при несоответствии их затяжки проектным значениям; невозможность определения типоразмеров установленных пружин, а также их целостности (в случае если пружина закрыта внешним защитным стаканом); перекося опор и их заклинивание вследствие разрушения или выпадения сепараторов; заклинивание опор недемонтированными стяжными шпильками пружинных обойм; перегрев и потеря упругих свойств пружин под кожухом тепловой изоляции	Рекомендуется замена указанных опор пружинными подвесками
2.2. Выпадение катков и упирание их в ограничители, а также перекося катков из-за отсутствия учета тепловых перемещений при монтаже опор; смещения трубопровода и узла крепления опоры вследствие производства вырезов	Рекомендуется замена указанных опор пружинными подвесками

Окончание табл. 4.27

Выявленный дефект опорно-подвесной системы	Способ устранения дефекта
<i>3. Скользящие опоры и скользяще-направляющие опоры</i>	
3.1. Сползание скользящих опор с оснований вследствие их установки без учета температурных расширений или смещения трубопровода из-за выполнения вырезов участков	Совместить опорные элементы в соответствии с проектом с учетом температурных расширений
3.2. Соединение скользящих поверхностей монтажными прихватками	Удалить прихватки
3.3. Недостаточная чистота скользящих поверхностей, препятствующая перемещениям	Обеспечить чистоту скользящих поверхностей
3.4. Отсутствие соприкосновения скользящих поверхностей в каком-либо тепловом состоянии трубопровода	Проанализировать причины возникновения дефекта и разработать мероприятия по его устранению
3.5. Деформация направляющих вследствие нерасчетных боковых усилий. «Закусывание опоры» в направляющих	Проверить расчетные данные по перемещениям в точке установки опоры. Изменить конструкцию опоры
<i>4. Неподвижные опоры</i>	
4.1. Отсутствие упоров, привариваемых к трубопроводу и ограничивающих его перемещение вдоль оси	Выполнить установку упоров в соответствии с требованиями ОСТ 108.275.25-80 или ОСТ 108.275.26-80
4.2. Недостаточная жесткость основания неподвижной опоры, вследствие чего опора допускает непроектные угловые перемещения трубопровода	Выполнить расчет трубопровода с учетом пониженной жесткости неподвижной опоры и при необходимости увеличить жесткость элементов опоры
4.3. Слабое крепление металлоконструкции опоры к закладным элементам	Выполнить усиление закладных элементов
4.4. Повреждения основания неподвижной опоры (трещины, разрывы) вследствие нерасчетных эксплуатационных усилий	Провести анализ причин повреждения, устранить их и выполнить восстановление опоры
4.5. Смещение неподвижной опоры со своего места вследствие повреждений строительных конструкций, на которых она установлена	Восстановить и укрепить строительные конструкции

4.6.2. Операции, выполняемые при ремонте и техническом обслуживании

Трубопроводы должны сдаваться в ремонт по истечении планового межремонтного периода, установленного на основании действующих норм технической эксплуатации, и в большинстве случаев ремонтироваться одновременно с основным оборудованием. Дефекты трубопроводов, выявленные в межремонтный период и не вызывающие аварийного отключения, должны устраняться при любом ближайшем останове.

До начала ремонтных работ на трубопроводе он должен быть отделен от всех других трубопроводов заглушками или отсоединен.

Паропроводы, работающие при температуре 450 °С и более, до капитального ремонта должны быть обследованы.

В соответствии с [19] при техническом обслуживании и ремонте стационарных трубопроводов должны выполняться нижеперечисленные работы.

Техническое обслуживание:

- наружный осмотр трубопроводов для выявления негерметичностей в сварных стыках и фланцевых соединениях, состояния тепловой изоляции и антикоррозионного покрытия;
- осмотр и мелкий ремонт арматуры при рабочем положении;
- замена неисправной запорной арматуры;
- перенабивка сальников;
- проверка работы конденсатоотводчиков;
- подтяжка подвижных и неподвижных опор трубопровода.

Текущий ремонт:

- устранение выявленных при техническом обслуживании дефектов;
- замена отдельных участков трубопроводов (не более 20 %);
- частичная замена фланцев, прокладок и вышедшей из строя арматуры;
- смена сальниковой набивки в арматуре и компенсаторах;
- разборка, очистка и промывка всех деталей арматуры, замена изношенных деталей;
- ремонт подвижных и неподвижных опор трубопроводов;
- ремонт тепловой изоляции;
- восстановление антикоррозионного покрытия;
- испытания на герметичность.

Капитальный ремонт:

- проверка технического состояния паропроводов;
- проверка технического состояния фланцевых соединений и крепежных деталей, замена шпилек, отработавших ресурс;
- проверка затяжек пружин, осмотр и ремонт подвесок и опор;
- контроль сварных швов и металла; переплавка дефектных стыков, замена дефектных элементов трубопровода или системы крепления, подвижных и неподвижных опор;
- разборка пришедшего в негодность и прокладка нового трубопровода;
- замена арматуры, фланцев, прокладок сальниковых компенсаторов;
- полная разборка арматуры, замена или ремонт отдельных деталей;
- осмотр и ремонт пробоотборников и охладителей отборов проб; ремонт тепловой изоляции.

При проведении ремонтов также выполняется *дефектация*, в объеме которой должны контролироваться:

- у трубопроводов — провисания, выпучивания, свищи, трещины, коррозионные повреждения и другие видимые дефекты;
- у фланцевых соединений — состояние уплотнительных поверхностей и крепежных деталей;
- у опор и подвесок — трещины в металле всех элементов опор и подвесок и остаточная деформация в пружинах.

Особое внимание при ремонтных работах должно уделяться операциям, связанным с монтажом или демонтажом блоков пружин или деталей трубопроводов.

После завершения работ по регулировке высот пружин в эксплуатационных формулярах должны быть зафиксированы высоты пружин после регулировки, а на указателях перемещений уточнены положения трубопровода в холодном состоянии. Все изменения в конструкции трубопровода, произведенные в период его ремонта и согласованные с проектной организацией, необходимо отразить в паспорте данного трубопровода.

При проведении ремонтов оборудования ТЭС необходимо в обязательном порядке выполнять обследования и ремонт *элементов опорно-подвесной системы*. В случае обнаружения дефектов опорно-подвесной системы, приводящих к заземлениям трубопроводов, все дефекты должны немедленно устраняться.

В случае если проводились работы по восстановлению или замене тепловой изоляции трубопровода, то перед началом работ по ремонту элементов опорно-подвесной системы необходимо проверить соответствие массы 1 м погонной длины трубопровода первоначальному проектному значению. Если масса 1 м погонной длины трубопровода на каком-либо участке изменяется более чем на $\pm 10\%$, необходима корректировка проектных значений нагрузок опорно-подвесной системы этого участка. Скорректированные значения нагрузок, согласно [181], рекомендуется определять по следующим формулам:

$$P_{\text{раб}} = \frac{q_{\text{ф}} P_{\text{раб}}^{\circ}}{q_{\text{р}}}, \quad (4.16)$$

$$P_{\text{хол}} = P_{\text{раб}} + (P_{\text{хол}}^{\circ} - P_{\text{раб}}^{\circ}), \quad (4.17)$$

где $P_{\text{раб}}$ и $P_{\text{хол}}$ — скорректированные значения нагрузок в рабочем и холодном состояниях трубопровода;

$P_{\text{хол}}^{\circ}$ и $P_{\text{раб}}^{\circ}$ — проектные (расчетные) значения нагрузок в рабочем и холодном состояниях трубопровода;

$q_{\text{ф}}$ и $q_{\text{р}}$ — фактическое и проектное (расчетное) значения массы 1 м погонной длины трубопровода.

Скорректированные значения нагрузок $P_{\text{раб}}$ и $P_{\text{хол}}$ не должны превышать допустимых нагрузок на элементы опорно-подвесной системы, в противном случае необходима их реконструкция.

Если изменение массы 1 м погонной длины тепловой изоляции произошло на большей части длины трубопровода или изменение погонной массы превысило 10 %, необходимо выполнить расчет трубопроводов для определения оптимального распределения нагрузок в опорно-подвесной системе в соответствии с [16, 19, 181] и в дальнейшем руководствоваться полученными расчетными данными по нагрузкам.

Для ремонта скользящих опор, имеющих зазор между скользящими поверхностями, после завершения выполнения операций должна быть следующей:

- измеряется значение зазора;
- выполняется подъем трубопровода путем перевода его массы в районе ремонтируемой опоры на грузоподъемный механизм;
- производится устранение зазора (наращиванием основания опоры или прокладкой пластин);
- снимается нагрузка с грузоподъемного механизма и масса трубопровода переносится на отремонтированную опору.

Ремонту скользящих опор с зазором между скользящими поверхностями должны предшествовать анализ и устранение причин отрыва.

После каждого ремонта оборудования, связанного с работами на трубопроводе, рекомендуется, согласно [197], измерять и заносить в формуляры высоту пружин в холодном состоянии. Величины отклонений усилия $P_{\text{хол}}$ от требуемого не должны превышать 15 % для отдельных креплений и 5 % для сум-

мы усилий по всем креплениям. Если это условие не выполняется, необходима подрегулировка затяжки.

Регулируя крепления на действующем трубопроводе, следует использовать возможность уточнения перемещений путем прямого их измерения при переходе трубопровода из рабочего в холодное состояние. Это повышает точность регулировки и делает излишним расчет перемещений.

Выше было показано, что перемещение трубопровода в результате нагрева не зависит от степени затяжки пружин, а зависит только от жесткости креплений. Поэтому перемещения, измеренные до регулировки креплений, останутся такими же и после регулировки. Рассчитав нагрузку крепления в рабочем состоянии и зная перемещение трубопровода в точке крепления, определим требуемую затяжку пружины на холодном трубопроводе. Величина вертикального перемещения определяется по высоте пружин цепочки креплений, измеренной на работающем и холодном трубопроводе.

Определяя перемещения по разности высот пружин в рабочем и холодном состояниях и особенно по указателям температурных расширений, следует сопоставлять их с расчетным удлинением вертикальных участков трубопровода. Ознакомление с данными измерений, проведенных при наладке трубопроводов различными организациями, показывает, что невязка в перемещениях часто не укладывается в границы возможной погрешности замера, а перемещения, найденные по измерению высоты пружин, не совпадают с измерениями по указателям перемещений. Причинами могут являться ошибки отсчета на линейке, а также неисправность или неправильная установка указателей. Часто доски указателей располагаются на значительном расстоянии от конструкций, к которым они крепятся. Деформации консоли в этом случае могут быть соизмеримыми с перемещениями трубопровода. Это приводит к занижению величины перемещений. Наклон и искривление штоков, несоответствие положения указателей осям координат, поворот сечения трубопровода в месте установки указателя вносят дополнительные погрешности в измерения.

Вес тепловой изоляции, который необходимо учитывать при определении рабочей нагрузки, уточняется прямым взвешиванием изоляции, снятой в нескольких местах трубопровода с участков длиной 0,5—1,0 м.

Способ регулировки по фактическим перемещениям можно представить как корректировку имеющейся затяжки пружин. В этом случае определяется не перемещение трубопровода, а отклонение фактической высоты пружин в рабочем состоянии от высоты, соответствующей требуемой нагрузке. После остывания трубопровода высота пружин в холодном состоянии исправляется на величину измеренного отклонения. Иная трактовка метода не меняет объема измерений и работы по проведению регулировки.

При обнаружении в составе пружинных опор и подвесок пружин, не соответствующих действующим отраслевым нормативным документам [198, 199], необходимо провести оценку максимальной допустимой нагрузки $P_{\text{макс}}$, N , на нестандартную пружину и жесткости пружины C , $N/\text{мм}$. Оценку рекомендуется выполнять по следующим формулам [192]:

$$P_{\text{макс}} = \frac{0,392d^3[\tau]}{D_{\text{cp}}}, \quad (4.18)$$

$$C = \frac{Gd^4}{8D_{\text{cp}}^3(n-2)}, \quad (4.19)$$

где d — диаметр прутка пружины, мм;

$[\tau]$ — допустимое напряжение кручения, равное 685 МПа;

D_{cp} — средний диаметр пружины, мм, определяемый по формуле $D_{\text{cp}} = D_{\text{н}} - d$;

$D_{\text{н}}$ — наружный диаметр пружины, мм;

G — модуль сдвига, равный $7,85 \cdot 10^4$ МПа;

n — полное число витков пружины.

Полученное значение $P_{\text{макс}}$ должно быть не меньше соответствующего значения, предусмотренного для данного элемента опор в проекте.

Нестандартные пружины подлежат замене на стандартные в ближайшую ремонтную кампанию.

Разборка пружинной опоры или подвески с целью замены пружин или других деталей производится в следующей последовательности:

- на каждом пружинном блоке разбираемой цепи устанавливаются стяжки;
- масса трубопровода переводится на временную опору или грузоподъемный механизм;
- производится разборка пружинной цепи и необходимые операции по ее замене или ремонту;
- выполняется сборка восстановленной или реконструированной пружинной цепи и выбираются технологические зазоры;
- производится перевод массы трубопровода на штатную опору или подвеску и выполняется демонтаж стяжек, временных опор или грузоподъемных механизмов.

Если при разборке пружинных блоков будет обнаружено, что их резьбовые соединения имеют дефекты, то детали с такими соединениями должны быть заменены.

При замене пружины вновь устанавливаемая пружина должна быть предварительно сжата до расчетной высоты в холодном состоянии. По завершении монтажа с пружинного блока должны быть сняты фиксирующие стяжки и проверена высота пружины. При необходимости должна быть выполнена ее корректировка.

При восстановлении разрушенной пружинной опоры или подвески все пружины этого крепления должны быть затянуты на одинаковую величину.

При установке недостающей или дополнительной пружинной опоры или подвески все входящие в ее состав пружины должны быть предварительно сжаты до расчетной высоты, определенной для холодного состояния трубопроводов. После демонтажа фиксирующих стяжек повторно измеряются высоты пружин и при необходимости выполняется их подрегулировка.

Регулировка пружинных подвесок. Выполняется при монтаже трубопроводов, а в отдельных случаях — во время ремонта оборудования, к которому эти трубопроводы присоединены.

Обычно пружины выбирают и регулируют таким образом, чтобы в рабочем состоянии трубопровода их деформация не превышала половины максимального прогиба, а нагрузка была не более половины от максимально допустимой нагрузки [198, 199]. Если величина вертикального температурного перемещения данной точки трассы превышает половину величины максимального прогиба, то устанавливают последовательно две и более пружины в цепи. Последовательное включение пружин в цепи понижает жесткость опоры пропорционально количеству последовательных пружин, во столько же раз увеличивается допускаемое вертикальное перемещение трубопровода в точке опоры. Если нагрузка на опору превышает половину от максимально допустимой нагрузки, то устанавливают две (и более) параллельные цепи пружин. Параллельное включение пружинных цепей повышает жесткость и грузоподъемность опоры пропорционально числу цепей.

Особенностью принятых в настоящее время методов регулировки опор и подвесок для крепления тяжелых и ответственных трубопроводов является выполнение предварительной затяжки пружин на специальном станке на величину, заранее определяемую расчетом и указываемую на чертежах трасс. Затем затянутые пружины закрепляют стяжками, привариваемыми к обойме, или фиксируют монтажными шпильками и устанавливают на место в соответствующей опоре или подвеске.

При распределении весовой нагрузки между опорами в основу закладывается один из двух принципов [199]. Первый из них, наиболее простой, применялся до использования компьютеров в расчетах трубопроводов, а для малоответственных трубопроводов применяется и в настоящее время. При этом методе пружины для опор и их затяжку выбирают по рабочей нагрузке, определяемой как полусумма весов пролетов от данной опоры до обеих соседних опор. Однако этот метод не обеспечивает минимума напряжений в трубопроводе от весовой нагрузки в рабочем (горячем) состоянии.

Гораздо лучшие результаты для определения рабочих нагрузок опор дает метод «нулевых перемещений от весовой нагрузки», предусматривающий определение их из уравнений строительной механики, которые выражают условие равенства нулю вертикальных перемещений трубопровода в точках установки опор при совместном действии весовой и рабочих нагрузок опор.

Перед началом регулировки опорно-подвесной системы проводится анализ данных по разности фактических и расчетных нагрузок пружинных опор и подвесок и определяется последовательность проведения регулировки опорно-подвесной системы в целом.

До начала регулировки опор расчетным путем должны быть определены:

- рабочая нагрузка опор — нагрузка на опоры в рабочем (горячем) состоянии трубопровода;
- монтажная затяжка пружин — затяжка при выключении их из работы шпильками или распорными приспособлениями на период монтажа опор и трубопроводов (для двухэтапной регулировки — затяжка пружин на весовую нагрузку неизолированных трубопроводов, для одноэтапной — затяжка на рабочую весовую нагрузку и полные тепловые перемещения трубопровода);
- затяжка пружин в рабочем состоянии — от действия весовой нагрузки трубопровода в рабочем (горячем) состоянии;
- затяжка пружин в холодном состоянии — от действия весовой нагрузки в холодном состоянии (с учетом «видимых» тепловых перемещений трубопровода).

Должны быть известны усилия, требующиеся для подгонки концов трубопроводов в замыкающих стыках для производства монтажной растяжки с указанием мест их приложения, а также изменение длины тяг и сдвиг нижних точек крепления подвесок при холодном натяге. Для облегчения стыковки соединяемых участков замыкающий стык магистрали должен выполняться на горизонтальном участке трубопровода вблизи линии нулевых моментов.

Регулировка нагрузки пружинных опор и подвесок является циклическим процессом, в котором каждый элемент может регулироваться несколько раз для достижения допустимого диапазона отклонений нагрузок.

Начинать регулировку рекомендуется с элементов пружинных опор и подвесок, расположенных вблизи неподвижных креплений трубопровода. Затем следует регулировать элементы опорно-подвесной системы, расположенные на вертикальных участках трубопровода. После этого рекомендуется регулировать все остальные опоры и подвески, причем в первую очередь — элементы пружинных опор и подвесок, расположенные рядом друг с другом и имеющие противоположные знаки отклонений нагрузок. При прочих равных возможностях для регулировки следует использовать более жесткие пружинные опоры и подвески.

Измерения высот пружин при проведении регулировки должны выполняться с двух диаметрально противоположных сторон каждого пружинного блока. По окончании регулировки в формуляр нагрузок опорно-подвесной системы заносится среднее арифметическое этих двух выполненных измерений. По результатам измерений высот пружин определяются значения фактических нагрузок на пружинные опоры.

Нагрузка P на опору, в которой установлено n пружин в m цепях (обычно m равно 1 или 2), определяется по формуле

$$P = \frac{P_{\text{пр}1} + P_{\text{пр}2} + \dots + P_{\text{пр}i} + \dots + P_{\text{пр}n}}{n} m = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{пр}i}}{n} m, \quad (4.20)$$

где $P_{\text{пр}i}$ — усилие i -й пружины, определяемое по формуле

$$P_{\text{пр}i} = C(H_0 - H), \quad (4.21)$$

здесь C — жесткость пружины, кгс/мм, определяемая при тарировке;

H_0 — высота пружины в свободном (ненагруженном) состоянии, мм, определяемая измерением;

H — высота нагруженной пружины, мм, определяемая измерением.

Пример. Рассчитывается нагрузка опоры (данные для расчета и результаты приведены в табл. 4.28), состоящей из двух пружинных цепей, в каждой из которых установлено по три пружины (значения H_0 и C взяты из [181]).

Таблица 4.28

Исходные данные и результаты расчета

Номер пружины по МВН 049—63	Свободная высота H_0 , мм	Жесткость C , кг/мм	Измеренная высота H , мм	Затяжка $H_0 - H$, мм	Усилие пружины $P_{пр}$, кг
<i>1-я цепь</i>					
09	497	17,28	427	70	1210
09	497	17,28	413	84	1452
19	268	34,57	224	44	1521
<i>2-я цепь</i>					
09	497	17,28	420	77	1331
09	497	17,28	410	87	1503
19	268	34,57	233	35	1210

Таблица 4.29

Механические свойства металлов труб

Марка стали	Предел текучести σ_T , МПа	Временное сопротивление разрыву σ_B , МПа	Относительное удлинение δ_s , %	Твердость по Бринеллю (при толщине стенки более 10 мм) H_B	
				Диаметр отпечатка, мм, не менее	Число твердости не более
10	210	340	24	5,1	1370
20	250	420	21	4,8	1560
35	300	520	17	4,4	1870
45	330	600	14	4,2	2070
10Г2	270	480	21	4,3	1970
20Х	—	440	16	—	—
40Х	—	670	9	3,7	2690
30ХГСА	—	700	11	—	—
15ХМ	230	440	21	—	—
30ХМА	400	600	13	—	—
12ХН2	400	550	14	—	—
ВСт4сп	25	420	20	—	—
ВСт4сп	25	420	—	—	—
ВСт5сп	27	500	—	—	—
ВСт5сп	27	500	17	—	—

С учетом усилий пружин, приведенных в табл. 4.29, нагрузка на опору, вычисленная по приведенной формуле (4.20), составит 2742 кгс.

Регулировке опор предшествуют контрольная тарировка и проверка параметров 10 % пружин (но не менее двух пружин каждого типоразмера). Для ответственных трубопроводов производится тарировка всех пружин и подвесок.

Критериями качества регулировки пружинных креплений являются следующие показатели:

1. Отклонение полного теплового перемещения трубопровода от расчетного не должно превышать 10 % при перемещении менее 50 мм и 20 % при перемещении более 50 мм.
2. Отклонение реакций отдельных опор в рабочем состоянии трубопровода не должно превышать более чем на 15 % расчетную величину реакции опоры.
3. Сумма реакций опор, определяемая по осадке их пружин, на участке между неподвижными опорами не должна отличаться от расчетной весовой нагрузки более чем на 5 %.

Допускается не выполнять регулировку пружинных опор и подвесок в следующих случаях:

- для пружин с максимальным прогибом 70 мм при несовпадении их фактических высот в рабочем состоянии с проектными (расчетными) менее 5 мм и если небаланс фактических нагрузок не превышает $\pm 0,15P_{\text{расч}}$;
- для пружин с максимальным прогибом 140 мм при несовпадении их фактических высот в рабочем состоянии с проектными (расчетными) менее 10 мм и если небаланс фактических нагрузок не превышает $\pm 0,15P_{\text{расч}}$.

Для регулировки нагрузки пружин в пружинных опорах и подвесках могут быть использованы установленные на тягах специальные стационарные муфты (талрепы). При отсутствии талрепов изменение нагрузки пружинной подвески при ее корректировке предпочтительно осуществлять за счет боковых шпилек (тяг) пружинного блока, сопряженных с его траверсой (траверсами).

В том случае, когда по условиям регулировки в пружинном блоке не хватает длины резьбы на боковых шпильках, необходимо укорачивать или удлинять тяги, связывающие указанную опору или подвеску со строительными конструкциями или с трубопроводом. В этом случае пружинные обоймы регулируемой опоры или подвески также должны быть зафиксированы стяжками, а нагрузка с нее должна сниматься грузоподъемным механизмом.

В случае когда тяги необходимо укорачивать, следует контролировать расстояние от конца центральной шпильки пружинного блока до его коромысла, а также расстояние между пружинным блоком и шарнирами, расположенными на тягах. Во избежание возникновения защемлений должно выполняться условие

$$\delta \geq 1,4\Delta_i, \quad (4.22)$$

где δ — расстояние от конца центральной шпильки до коромысла или от шарниров на тяге до пружинного блока;

Δ_i — видимое вертикальное перемещение, приходящееся на данный пружинный блок при переходе трубопровода из холодного в рабочее состояние.

Определение изменения длины несущей части резьбовых тяг пружинных опор трубопроводов осуществляется по методике [180].

Фактическая нагрузка на i -ю опору $P_{\text{ф}i}$ вычисляется по формуле (4.20). Разность расчетной и фактической нагрузок на опоры ΔP_i определяется по соотношению

$$\Delta P_i = P_{\text{р}i} - P_{\text{ф}i}, \quad (4.23)$$

где $P_{\text{р}i}$ — расчетная нагрузка на i -ю опору.

Значение изменения длины несущей части резьбовых тяг опор Δl_i определяется решением уравнения

$$\Delta l_i = \delta_{i1}\Delta P_1 + \delta_{i2}\Delta P_2 + \dots + \delta_{ij}\Delta P_{ij} + \dots + \left(\delta_{ij} + \frac{1}{C_i}P_j + \dots + \delta_{i5}\Delta P_5\right), \quad (4.24)$$

где Δl_i — изменение длины несущей части тяги в процессе регулировки i -й опоры, мм;

δ_{ij} — линейное смещение трубопровода по вертикали в точке установки i -й опоры от действия единичной силы в вертикальном направлении в точке установки j -й опоры, мм/кгс;

$\frac{1}{C_i}$ — податливость i -й опоры, мм/кгс (величина, обратная жесткости).

Податливость пружинной опоры $\frac{1}{C_i}$ в зависимости от ее конструкции и типоразмера установленных пружин вычисляется по формуле

$$\frac{1}{C_i} = \frac{\frac{1}{C_{\text{пр}1}} + \frac{1}{C_{\text{пр}2}} + \dots + \frac{1}{C_{\text{пр}k}} + \dots + \frac{1}{C_{\text{пр}n}}}{m^2} = \frac{\sum_{k=1}^n \frac{1}{C_{\text{пр}k}}}{m^2}, \quad (4.25)$$

где $\frac{1}{C_{\text{пр}k}}$ — податливость k -й пружины, мм/кгс;

n — количество пружин в опоре;

m — количество пружинных цепей в опоре.

Этот метод применим для коротких неразветвленных трубопроводов.

4.6.3. Наладка трубопроводов

Наладка трубопроводов состоит в обеспечении проектного (расчетного) положения их упругих осей, устранении различных защемлений, обеспечении работоспособности всех элементов опорно-подвесной системы (ОПС) креплений и обеспечении надежного дренирования трубопроводов. Кроме того, задачей наладки является обеспечение оптимальных значений нагрузок на элементы ОПС креплений.

Мероприятия по наладке трубопроводов и ОПС их креплений направлены на обеспечение эксплуатационной надежности трубопроводов при воздействии на них внутреннего давления, усилий самокомпенсации температурных расширений, массовых нагрузок и реакций опор и подвесок и проводятся, как правило, в несколько этапов.

На первом этапе изучается техническая и проектная документация трубопроводов. На втором этапе выполняется обследование технического состояния трубопроводов и разрабатываются необходимые мероприятия в целях повышения их надежности. Затем выполняется расчет трубопроводов на прочность и самокомпенсацию температурных расширений с учетом результатов выполненного обследования. На четвертом этапе выполняется наладка трубопроводов и ОПС их креплений в целях соблюдения нормативных требований. Значение каждого из перечисленных этапов в зависимости от практической потребности может быть различным. Необходимость проведения всего комплекса работ и отдельных этапов регламентируется [181].

Каждый трубопровод является системой, в которой зависимость надежности работы одних элементов от других весьма значительна, поэтому необходимо рассматривать некоторые операции ремонта и наладки трубопроводов совместно, поскольку они тесно связаны между собой.

После ознакомления с проектной, монтажно-сдаточной, ремонтной и эксплуатационной технической документацией проводится *обследование* трубопроводов в целях:

- проверки технического состояния трубопроводов и их ОПС для определения соответствия требованиям, установленным [181];
- определения причин тех или иных неисправностей, выявившихся в процессе эксплуатации трубопроводов;
- определения возможности продления расчетного срока службы трубопроводов (в совокупности с данными контроля состояния металла).

Соответствие фактического исполнения трубопроводов проекту определяется сопоставлением фактических размеров участков трасс, мест установки арматуры, опор и индикаторов температурных расширений с проектными данными.

Техническое состояние и способность ОПС воспринимать приходящуюся на нее нагрузку при всем многообразии возможных тепловых режимов работы оборудования определяются ее

визуальным осмотром в рабочем и холодном состояниях трубопроводов, который осуществляется в соответствии с требованиями [19].

При обнаружении неработоспособных пружинных опор и подвесок (ПРОП) проверяется соответствие их конструкций и типа установленных пружин проекту. Тип установленных пружин определяется сопоставлением фактических данных, характеризующих пружину (диаметр прутка, диаметр пружины, число витков и т. д.), с данными, приведенными в соответствующих нормативных документах.

При выявлении элементов ОПС, не соответствующих проекту или согласованным техническим решениям, указанные элементы должны быть заменены. Возможные защемления трубопроводов выявляются путем осмотра трасс в рабочем и холодном состояниях.

После устранения защемлений трубопроводов и наладки ОПС должны выполняться измерения уклонов горизонтальных участков трубопроводов. По результатам измерения значений и направлений уклонов горизонтальных участков трубопроводов определяется надежность их опорожнения через дренажную систему. В соответствии с [19] уклон горизонтальных участков трубопроводов при их прогреве из холодного состояния до температуры насыщения при рабочем давлении должен быть направлен к точке дренирования (как правило, в направлении движения рабочей среды) и составлять не менее 0,004.

Работы по обследованию состояния трубопроводов и ОПС их креплений должны проводиться в следующих случаях:

- перед каждым остановом оборудования в капитальный ремонт, а также после ремонтов оборудования, в процессе которых проводились работы на трубопроводах и ОПС их креплений;
- в межремонтный период работы не реже одного раза в год при нормальной эксплуатации трубопроводов [169].

Если при обследовании выявлено несоответствие фактической трассы трубопроводов, состава или расположения элементов ОПС проекту, должны быть выполнены поверочные расчеты трубопроводов на прочность и самокомпенсацию температурных расширений по их фактическому состоянию.

По результатам обследования трубопроводов и их ОПС составляется *ведомость дефектов*, в которой должны быть отражены расположение, характер, способы и сроки устранения дефектов. В ведомости дефектов делается отметка об устранении того или иного дефекта или указывается причина, из-за которой дефект не был устранен в установленные сроки (ведомости дефектов должны храниться вместе с паспортом трубопровода).

Все работы по реализации рекомендаций, разработанных на основании результатов обследования и расчетов трубопроводов, осуществляются в процессе ремонта трубопроводов, когда последние находятся в холодном состоянии.

При проведении ремонта ПРОП (замене пружин или поврежденных элементов) должны быть приняты меры к тому, чтобы положение осей трубопроводов в пространстве не изменилось. В частности, при замене пружин вновь монтируемые пружины рекомендуется установить в пружинные обоймы и предварительно сжать до расчетной высоты в холодном состоянии. Затем необходимо зафиксировать пружинные обоймы резьбовыми или приварными стяжками. После завершения ремонтных работ на трубопроводе резьбовые и приварные стяжки необходимо полностью демонтировать.

После ремонта ПРОП, вызванного разрушением отдельных элементов, следует отрегулировать высоты пружин в целях обеспечения расчетных значений нагрузки в холодном состоянии трубопроводов. Аналогичную операцию следует выполнить и для двух близлежащих ПРОП (по ходу и против хода среды). Регулировка должна выполняться с учетом допустимых отклонений нагрузки от проектных (расчетных) значений.

При ремонте трубопроводов, связанном с вырезкой забракованных стыков, арматуры или патрубков для исследования металла, необходимо принять меры к сохранению неизменным по-

ложения упругой оси трубопровода (в противном случае возможно нарушение распределения нагрузок на ОПС). С этой целью, согласно [181], необходимо:

- зафиксировать резьбовыми или приварными стяжками пружинные обоймы двух близлежащих опор с каждой стороны от места реза (всего минимум четыре опоры);
- на расстоянии не более 1 м по обеим сторонам от места реза установить бугельные опоры (исполнение по ОСТ 34.276—75), которые должны обеспечивать требуемое при сварке смещение трубопроводов вдоль его оси;
- перед разрезкой трубопровода по обе стороны от вырезаемого участка нанести керном точечные отметки на образующую трубы и зафиксировать в соответствующем документе расстояние между этими отметками;
- обеспечить такую линейную длину вставки, чтобы изменение расстояния между отметками кернения по образующей трубы после сварки стыков не превышало ± 10 мм;
- после сварки и термообработки стыков и восстановления тепловой изоляции полностью демонтировать фиксирующие стяжки с пружин опор трубопровода.

После восстановления или замены тепловой изоляции трубопровода необходимо проверить соответствие массы 1 м ее погонной длины первоначальному проектному значению. Если масса 1 м погонной длины трубопровода на каком-либо участке изменяется более чем на ± 10 %, необходима корректировка проектных значений нагрузок ПРОП этого участка. Скорректированные значения нагрузок рекомендуется определять по формулам (4.16), (4.17).

Скорректированные значения нагрузок $P_{\text{раб}}$ и $P_{\text{хол}}$ не должны превышать допустимые нагрузки на элементы ПРОП, в противном случае необходима их реконструкция.

Если изменение массы 1 м погонной длины тепловой изоляции происходит на большей части длины трубопровода или изменение погонной массы превышает 10 %, необходимо выполнить расчет трубопроводов для определения оптимального распределения нагрузок на ОПС.

Оценка соответствия фактических нагрузок ПРОП проектным (расчетным) производится в случаях:

- реконструкции трассы трубопроводов;
- устранения выявленных заземлений трубопроводов и недостатков ОПС их креплений;
- корректировки проектных значений нагрузок ПРОП;
- одновременной переварки двух и более сварных соединений любого участка трубопровода;
- повреждений трубопровода с деформацией его оси;
- обследования трубопровода в целях выявления причин несовпадения фактических температурных расширений с проектными (расчетными);
- обследования трубопровода в целях продления срока его эксплуатации.

Перед началом регулировки ОПС проводится анализ данных по разности фактических и расчетных нагрузок ПРОП и определяется последовательность проведения регулировки ОПС в целом.

Регулировка нагрузки ПРОП является циклическим процессом, в котором каждый элемент может регулироваться несколько раз для достижения допустимого диапазона отклонений нагрузок. Начинать регулировку рекомендуется с элементов ПРОП, расположенных вблизи неподвижных креплений трубопровода. Затем следует регулировать элементы ОПС, расположенные на вертикальных участках трубопровода. После этого рекомендуется регулировать все остальные опоры и подвески, причем в первую очередь элементы ПРОП, расположенные рядом друг с другом и имеющие противоположные знаки отклонений нагрузок. При прочих равных возможностях для регулировки следует использовать более жесткие ПРОП.

После первого обхода элементов ПРОП рекомендуется выполнить повторное измерение высот пружин трубопровода и определить действующие нагрузки. При обнаружении значительных отклонений нагрузок от заданных рекомендуется продолжить регулировку.

Измерения высот пружин при проведении регулировки должны выполняться с двух диаметрально противоположных сторон каждого пружинного блока. По окончании регулировки

в формуляр нагрузок ПРОП заносится среднее арифметическое этих двух выполненных измерений. По результатам измерений высот пружин определяются значения фактических нагрузок ПРОП.

Регулировка ОПС считается законченной, когда в рабочем состоянии трубопроводов отклонения фактических нагрузок ПРОП от проектных (расчетных) будут находиться в пределах $\pm 15\%$. При этом отклонение суммы нагрузок всех пружинных опор и подвесок на участках трубопроводов между неподвижными опорами не должно превышать $\pm 5\%$ проектного (расчетного) значения. *Эти два критерия являются показателями успешности регулировки.* При отклонениях, превышающих указанные пределы, регулировка нагрузки ОПС должна быть продолжена.

Если при проведении регулировки ПРОП значение смещения оси трубопровода превысит для высокотемпературных трубопроводов $\pm 35\%$, а для низкотемпературных $\pm 70\%$ величины абсолютных значений максимальных расчетных вертикальных температурных расширений, происходящих при прогреве данного трубопровода, то следует приостановить дальнейшую регулировку опор и уточнить фактическую массу 1 м погонной длины трубопровода, а также фактические характеристики установленных в опорах пружин.

После проведения регулировки ПРОП необходимо убедиться в отсутствии защемлений пружин центральными тягами или шарнирами, которые могут появиться вследствие регулировки. После устранения защемлений пружин (если они имели место) и завершения регулировки в рабочем состоянии трубопроводов выполняются повторные измерения высот пружин.

4.6.4. Организация наблюдений за изменениями в металле трубопроводов под действием высоких температур

При длительной работе трубопроводов с температурой теплоносителей выше 450°C в сталях развивается ползучесть, происходят окалинообразование и графитизация, которые снижают прочностные характеристики сталей [200—202].

При работе паропровода с температурой пара выше 450°C на внутренних стенках труб происходит окисление металла и за счет утонения стенок труб образуются тонкие слои окалины. С течением времени толщина стенок труб уменьшается, вследствие чего в стенках труб увеличиваются напряжения и ускоряется процесс ползучести.

Способность стали сопротивляться образованию окалины, при действии на нее пара с высокой температурой, называется *окалиностойкостью*, или *жаропрочностью*.

Жаропрочность сталей (см. § 1.8) определяется потерей массы окисляющимся металлом за определенный промежуток времени. Потеря в массе металла за счет образования окалины учитывается при расчете толщины стенки труб на прочность прибавкой на образование окалины.

Под действием высоких температур в стали происходит выделение свободного углерода по границам зерен. Это явление называют *графитизацией* стали. Наличие зерен графита в стали с практически нулевой механической прочностью равносильно появлению в стали раковин или пустот, ослабляющих металл и приводящих к ускорению ползучести.

Для того чтобы предотвратить графитизацию сталей, производят специальные термические обработки стали и легирование сталей специальными присадками, связывающими углерод. Для своевременного обнаружения графитизации труб паропроводов на электростанциях организован систематический контроль за изменениями структуры стали с периодической вырезкой с наиболее горячих участков паропроводов образцов для лабораторного исследования.

Длительная прочность (см. § 1.8) характеризует разупрочнение металла трубопровода или снижение его механической прочности при длительной работе при высоких температурах. Чем дольше металл работает при высоких температурах, тем меньшее напряжение требуется для разрушения этого металла. Длительной прочностью называется способность стали нести без разрушения заданную нагрузку в течение определенного времени. Предел длительной прочности трубопроводных сталей является их важнейшей прочностной характеристикой. Сравнительной

Таблица 4.30

Номинальные допускаемые напряжения $\sigma_{\text{в}}$ для труб из углеродистых сталей при разных температурах, МПа

Марка стали	Временное сопротивление разрыву $\sigma_{\text{в}}$, МПа	Рабочая температура труб, °С								
		200	260	300	340	380	400	420	440	460
Ст2	350	105	93	85	—	—	—	—	—	—
Ст3	390	117	103	94	—	—	—	—	—	—
Ст4	430	128	111	—	—	—	—	—	—	—
10	360	109	96	88	79	71	67	63	52	41
15и 15к	400	121	106	97	87	77	73	69	58	46
22к	450	14	129	122	—	—	—	—	—	—
25 и 25к	480	14	127	115	104	92	87	81	67	51

Таблица 4.31

Рекомендуемые расчетные характеристики прочности труб при высоких температурах, МПа

Марка стали	Рабочая температура, °С												
	250	300	350	400	450	475	500	525	550	575	600	625	650
20	200	180	160	140	100	70	50	—	—	—	—	—	—
15ГС	250	230	200	170	130	—	—	—	—	—	—	—	—
15ХМ	230	220	210	200	195	190	155	110	75	—	—	—	—
12Х1МФ	250	240	230	220	210	200	190	150	110	85	60	—	—
15Х1М1Ф	280	270	260	240	230	220	210	170	130	95	70	—	—
12Х2МФБ	210	200	190	190	170	150	120	100	80	65	50	40	—
12Х2МФСР	240	230	220	210	200	190	180	150	110	85	70	60	—
X18PH12T	210	200	200	190	185	180	170	165	160	140	110	90	70

величиной длительной прочности стали является предел длительной прочности, т. е. напряжение, при котором металл разрушается через 100 000 ч работы при определенной температуре.

Расчеты трубопроводов на прочность обычно производятся по допускаемым напряжениям, которые связаны с пределом длительной прочности соотношением

$$\sigma'_{\text{доп}} = \sigma_{\text{д.п}} / n_{\text{д.п}},$$

где $\sigma'_{\text{доп}}$ — допускаемое напряжение;

$n_{\text{д.п}}$ — запас прочности по пределу длительной прочности.

Величина $\sigma'_{\text{доп}}$, вычисленная по этой формуле, относится к той температуре, для которой был принят предел длительной прочности. Предел длительной прочности трубопроводных сталей резко снижается при повышении температуры. Механические свойства металла труб в состоянии поставки должны удовлетворять нормам механических свойств, приведенным в табл. 4.29. Номинальные допускаемые напряжения для труб из углеродистых сталей для разных температур приведены в табл. 4.30. Рекомендуемые расчетные характеристики прочности стали при высоких температурах приведены в табл. 4.31.

В качестве расчетной характеристики прочности для данной температуры принимается наименьшая из двух величин — предела текучести и предела длительной прочности за 100 000 ч. Значения характеристик прочности для температур, лежащих в промежутке между указанными в таблице, находят методом линейной интерполяции. Предел текучести σ_s определяют по ГОСТ 9651—84 [203].

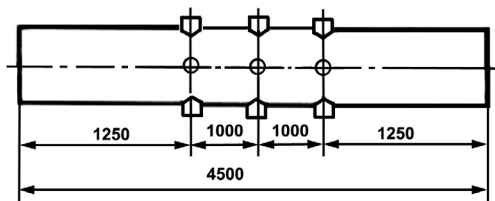


Рис. 4.63. Схема расположения реперов на контрольном участке паропровода

На электростанциях должны быть организованы контроль состояния металла паропроводов при температуре стенки 450 °С и выше, а также наблюдения за ростом остаточных деформаций, структурными изменениями, изменением содержания легирующих элементов в карбидной фазе.

На электростанции должна быть схема паропроводов с нанесенными на ней точками измерения остаточных деформаций, местами расположения контрольных участков сварных соединений и опор (рис. 4.63). Нумерация этих точек измерения и контрольных участков сварных соединений должна быть последовательной и единой по электростанции. Места расположения точек измерения и площадки для удобного доступа к ним должны быть предусмотрены проектом.

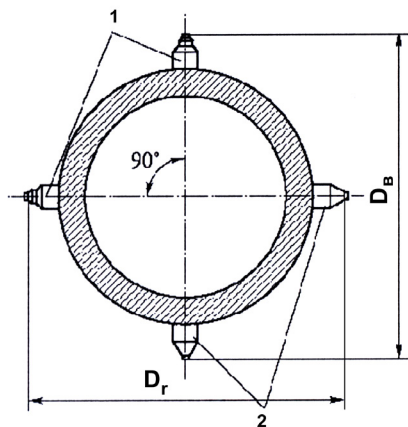
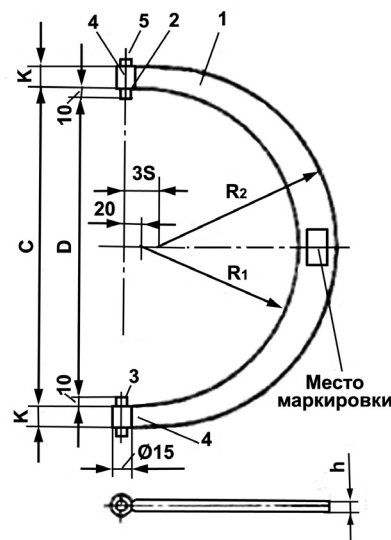


Рис. 4.65. Схема расположения реперов на трубе паропровода:
1 — реперы с втулкой, 2 — простые реперы

Рис. 4.64. Эскиз скобы (шаблона) для измерения остаточной деформации паропроводов:

1 — корпус,
2 — сменная губка,
3 — губка, запрессованная во втулку с посадкой A_1/Pr_1 , 4 — втулка, 5 — гайка, закрепляющая втулку



Для установки бобышек на паропроводах под один размер и последующего измерения по ним остаточной деформации труб применяют специальные скобы (рис. 4.64). Для каждого диаметра труб имеется своя скоба (табл. 4.32). Замеры производят по бобышкам, установленным по взаимно перпендикулярным осям ($x-x$ и $y-y$). Контролю и наблюдению подлежат все паропроводы, работающие при температуре 450 °С и выше, за исключением паропроводов диаметром менее 100 мм, длительность работы которых не превышает 3000 ч в год.

Наблюдения за ползучестью. Увеличение остаточных деформаций проявляется, как правило, в увеличении диаметра труб. Наблюдение за ползучестью⁴ (см. § 1.8) производится путем замеров диаметров трубопроводов, изготовленных из легированных сталей, по реперам, установленным в процессе монтажа на паропроводе. Реперы приваривают к трубам в двух взаимно перпендикулярных направлениях (рис. 4.65), наконечники реперов изготавливаются из нержавеющей стали марки 12X18Н10Т. Наконечник с накладкой и наконечник, приваренный сверху и сбоку трубы, обеспечивают возмож-

⁴ Ползучесть — явление, при котором в стенках труб медленно накапливается остаточная деформация, возникающая в результате длительного воздействия внутреннего давления среды даже при напряжениях ниже предела текучести, соответствующего данной температуре. Ползучесть приводит к увеличению диаметра трубопровода и соответственно утонению стенок труб и возрастанию напряжений растяжения. Протекание процесса ползучести характеризуется скоростью ползучести. Для уменьшения скорости ползучести в сталь вводят легирующие элементы: хром, молибден, ванадий, титан. Следовательно, для трубопроводов, работающих при температуре 450 °С и выше, применяют низколегированные, легированные и аустенитные стали.

Таблица 4.32

Размеры скобы для наиболее ходовых диаметров паропроводов

Диаметр паропровода, мм	Размер скобы, мм										
	<i>l</i>			<i>D</i>			<i>C</i>	<i>R</i> ₁	<i>K</i>	<i>R</i> ₂	<i>h</i>
	I	II	III	I	II	III					
335	10	8,4	6,8	288,0	366,5	308,2	385,0	192,5	25,0	217,5	8,0
273	10	8,6	7,2	313,0	314,4	315,8	333,0	166,5	25,0	191,5	8,0
245	10	8,8	7,6	285,0	286,2	287,4	305,0	152,5	20,0	172,5	8,0
219	10	8,9	7,8	259,0	260,1	261,2	279,0	139,5	20,0	159,5	6,0
168	10	9,15	8,3	208,0	208,8	209,7	228,0	114,0	15,0	129,8	6,0
133	10	9.35	8,7	173.0	173.6	174.3	193.0	96.5	15.0	111.5	6.0

ность подгонки во время монтажа размеров между противоположными наконечниками, приваренными к трубам с одинаковыми номинальными диаметрами, под один размер с точностью до 0,1—0,2 мм. Сферическая часть наконечника должна быть отполирована.

Для обеспечения точности измерений противоположные наконечники располагают по диаметру трубы и приваривают строго перпендикулярно касательной в этой точке трубы. На паропроводах из аустенитной стали взамен наконечников зашлифовывают площадки, расположенные на трубах аналогично приварным наконечникам.

Измерения диаметров паропроводов производятся на всех прямых участках длиной более 1,5 м между сварными и фланцевыми соединениями посередине участка, но не около расположения опор или охватывающих поясов и не менее 70 мм от сварного стыка.

Инструменты для измерения ползучести должны применяться только для этой цели, тщательно храниться и перед каждым очередным измерением и после него проверяться по контрольному шаблону или плиткам, метрологически аттестованным. Замер производится в двух взаимно перпендикулярных направлениях при нерабочем состоянии паропроводов и минимально возможной температуре трубы — не более 50 °С. Во время замера определяют температуру стенки трубы измеряемого участка и температуру окружающего воздуха вблизи середины скобы микрометра.

Перед тем как приступить к замеру, снимают тепловую изоляцию и протирают реперы от пыли. Первое измерение производится после окончания монтажа паропровода до включения его в работу, все данные измерения заносятся в паспорт, прилагаемый к шнуровой книге паропровода. Последующие измерения производят по реперам на неработающем остывшем паропроводе и заносят в формуляр установленной формы.

Наблюдения за структурными изменениями металла труб. Для предотвращения аварий паропроводов, работающих при температурах, вызывающих ползучесть металла, должен быть установлен контроль за ростом остаточной деформации, изменением свойств и оценкой дефектности основного металла и сварных соединений в соответствии с действующими руководящими документами.

При исследовании процессов ползучести выявлен ряд особенностей, которые оказывают существенное влияние на работоспособность металла паропроводов, работающих при температурах выше 500 °С: перераспределение легирующих элементов между твердым раствором и карбидом, вызывающее изменение фазового состава; перестройка дислокационной структуры; процессы порообразования.

На основании физических представлений о разрушении металла при повышенных температурах под напряжением разработан подход к проблеме оценки состояния металла, основанный на связи долговечности с уровнем повреждаемости порами. Было установлено, что первые очаги разрушения (микропоры) появляются на разных этапах ползучести. Однако до перехода в III стадию ползучести повреждаемость остается невысокой, в структуре присутствуют отдельные микропоры размером до 0,5 мкм. При переходе ползучести в III стадию на границах зерен на-

блюдается присутствие микропор размером 1—3 мкм, по мере развития ползучести происходит увеличение числа единичных микропор по границам зерен, образование цепочек микропор и слияние их в микротрещины. Разрушение происходит путем объединения микротрещин по границам зерен в магистральные трещины.

С учетом этого на рис. 4.66 представлена шкала повреждаемости микропорами для стали 12Х1МФ, которая определяет срок возможной эксплуатации до проведения следующего контроля.

Ответственность за проведение контроля металла в объемах и в сроки, указанные в РД, возлагается на руководителя организации – владельца оборудования.

В процессе эксплуатации оборудования тепловых электростанций проводится периодический контроль, а после наработки паркового ресурса техническое диагностирование с оформлением экспертизы промышленной безопасности, которая утверждается территориальным органом Ростехнадзора. Парковый ресурс — это наработка однотипных по конструкциям, маркам стали и условиям эксплуатации элементов, в пределах которой обеспечивается работа при соблюдении требований действующей нормативной документации. Парковый ресурс не является предельным сроком эксплуатации.

Контроль металла по истечении назначенного срока службы или паркового ресурса, проводятся в рамках технического диагностирования оборудования. Контроль и диагностирование проводятся в целях оценки состояния и возможности дальнейшей эксплуатации металла элементов и деталей тепломеханического оборудования для обеспечения их надежной эксплуатации до момента проведения очередного контроля или замены.

Перечень контролируемых элементов, методы, объемы и сроки проведения контроля сведены в табл. 4.33, 4.34.

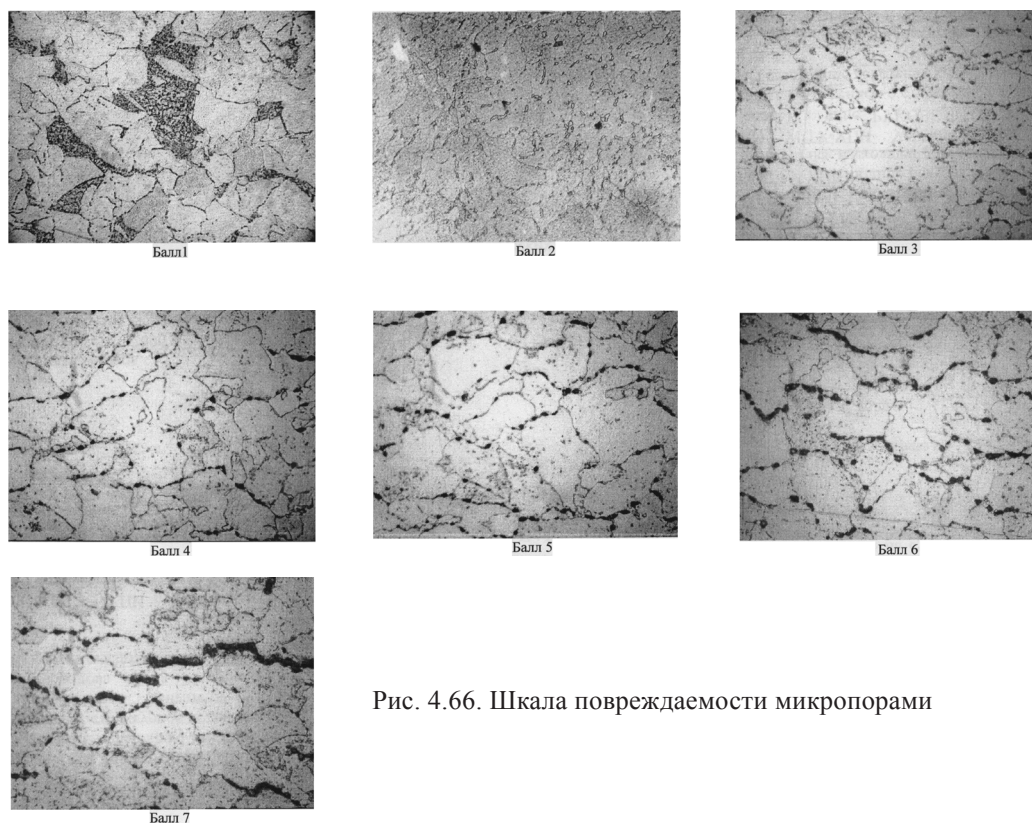


Рис. 4.66. Шкала повреждаемости микропорами

Таблица 4.33

Методы и периодичность контроля металла трубопроводов

Объект контроля	Расчетные параметры среды	Количество пусков до начала контроля		Метод контроля	Объем контроля	Периодичность проведения контроля	Примечание
		Энергоблоки мощностью 300 МВт и выше	Энерго-установки мощностью менее 300 МВт				
1. Трубы паропроводов: из сталей 12МХ, 15ХМ	450 °С и выше	—	—	Измерение остаточной деформации, РОПС паропровода	Прямые трубы и гибы — 100 %	Каждые 100 тыс. ч	1. При достижении значения остаточной деформации, равного половине допустимого, измерение остаточной деформации производится каждые 50 тыс. ч для прямых труб и 25 тыс. ч — для гибов 2. При значении паркового ресурса 100 тыс. ч и менее измерение остаточной деформации производится при достижении времени, составляющего 50 % паркового ресурса 3. По достижении паркового ресурса проводится ПРПС и независимо от срока наработки при отклонениях, выявленных при ревизии ОПС 4. При выявлении микроповрежденности 3 балла и более остаточная деформация измеряется каждые 25 тыс. ч 5. На тех электростанциях, где за весь период эксплуатации паропроводов не происходило разрушений его элементов, в том числе сварных соединений, а также отсутствуют отклонения от проекта в трассировке, по результатам РОПС, ПРПС проводится факультативно 6. Паропроводы, изготовленные из ценного тробечно-литых труб, контролируются в соответствии с [18]
из сталей 12Х1МФ, 15Х1М1Ф	500 °С и выше	—	—			Для гибов — каждые 50 тыс. ч, для прямых труб — 100 тыс. ч прямых труб	

Продолжение табл. 4.33

Объект контроля	Расчетные параметры среды	Количество пусков до начала контроля		Метод контроля	Объем контроля	Периодичность проведения контроля	Примечание
		Энергоблоки 300 МВт и выше	Энерго- установки мощностью менее 300 МВт				
2. Гибы паропроводов независимо от марки стали	Выше 500 °С	—	—	ВК, ЦД или МПД, УЗК	100 %	Контроль гибов по достижении паркового ресурса	1. УЗК и МПД проводятся по всей длине гнутой части на $\frac{2}{3}$ окружности трубы, включая растянутую и нейтральную зоны 2. При значении паркового ресурса 100 тыс. ч и менее контроль гибов производится при достижении наработки, равной половине паркового ресурса
	450—500 °С	—	—		5 %	Каждые 100 тыс. ч	
					100 %	После 300 тыс. ч, далее через каждые 100 тыс. ч	
	Независимо от параметров	—	—	ВК, ЦД или МПД, УЗК	100 %	В исходном состоянии, по достижении паркового ресурса	При выявлении овальности менее 2 % после достижения паркового ресурса или уменьшении ее вдвое производится оценка микроповрежденности металла ггиба
	450°С и выше	—	—	Оценка микроповрежденности	Не менее трех гибов	1. При достижении паркового ресурса 2. При достижении значения остаточной деформации, равного половине допустимого	Контролю подвергаются гибы с максимальной остаточной деформацией или с максимальным уровнем температур, или с максимальным уровнем напряжений
				Оценка состояния металла по вырезкам	На одном гيبة	1. При достижении паркового ресурса 2. При обнаружении микроповрежденности 4 балла и более	Гиб, из которого производится вырезка металла, определяется с учетом результатов неразрушающего контроля

3. Штампованные, штампово-сварные колена	Независимо от параметров	450	450	ВК, ЦД или МПД, УЗК	25 % общего количества	Каждые 50 тыс. ч, но не реже чем через 150 пусков	1. В штампосварных коленах контролируется 100 % продольных сварных швов 2. При обнаружении недопустимых дефектов контроль увеличивается до 100 % 3. В каждый последующий контроль должны проверяться колена, не проконтролированные ранее
4. Круглозатупленные отводы ($R/D < 2,5$)	—	—	—	ВК, ЦД или МПД, УЗК	50 % общего количества	Каждые 50 тыс. ч	
5. Участки паропроводов в местах приварки штуцеров с D_y 50 мм и более, дренажных линий, врезок БРОУ и РОУ	450 °С и выше	—	—	ВК, УЗК	100 % в зоне возможного износа, на расстоянии не менее двух диаметров труб от места врезки	Каждые 50 тыс. ч	
6. Питательные трубопроводы от напорного патрубка питательного насоса до котла	Независимо от параметров	250	500	Измерение толщин стенок (УЗТ)	Трубы и фасонные детали после выходных патрубков регулирующей арматуры на длине не менее 10 % трубы по ходу движения среды от регулирующего дросселирующего органа, зоны установки дроссельных шайбовых наборов, щелевых дросселей, тупиковые участки в зонах возможного коррозионного износа	После 100 тыс. ч, далее каждые 50 тыс. ч, но не реже чем через 150 пусков	При необходимости производятся вырезка и ее исследование по программе, утвержденной специализированной организацией

Продолжение табл. 4.33

Объект контроля	Расчетные параметры среды	Количество пусков до начала контроля		Метод контроля	Объем контроля	Периодичность проведения контроля	Примечание
		Энергоблоки 300 МВт и выше	Энерго-установки мощностью менее 300 МВт				
				ВК, измерение толщины стенки, овалности, УЗК, РОПС	Гибы 50 %		1. Обязательному контролю подлежат крутоизогнутые гибы, гибы байпасов РПК и отводов ПВД. Допускается не контролировать гибы соединительной питательной магистрали электростанций с поперечными связями при отсутствии дефектов на других проконтролированных элементах. При обнаружении дефектов должно быть проконтролировано не менее 10 % гибов каждого коллектора питательной воды 2. При обнаружении недопустимых дефектов хотя бы в одном из гибов и подтверждении их наличия ВК вырезки из ггиба объемом контроля увеличивается до 100 % 3. РОПС осуществляется по решению специализированной организации 4. При обнаружении недопустимых дефектов более чем в 30 % гибов проводится ВК внутренней поверхности литых колен в количестве не менее двух 5. Измерение овалности гибов производится один раз за все время эксплуатации
7. Корпуса арматуры и другие литые детали	450 °С и выше		900	ВК, МПД или ЦД, или ТР	Радиусные переходы наружных и внутренних поверхностей — 100 %	Каждые 50 тыс. ч, но не реже чем через 300 пусков	1. При наличии на детали ремонтной заварки — в каждый капитальный ремонт 2. Корпусы арматуры $D_y < 250$ мм и все литые детали контролируются только с наружной стороны, корпусы арматуры с $D_y > 250$ мм контролируются методом МПД и ВК снаружи 100 %, изнутри — в доступных местах

				ТВ	100 %	После выработки паркового ресурса	—
				Отбор проб для металлографического анализа	Одна проба от одной детали с максимальной температурой	После выработки паркового ресурса	Отбор проб проводится по требованию специализированной организации
	Ниже 450 °С		—	ВК, МПД или ЦД, или ТР	Радиусные переходы наружных и внутренних поверхностей — 10 % общего количества деталей каждого назначения	Каждые 50 тыс. ч, но не реже чем через 300 пусков	1. При обнаружении недопустимых дефектов объем контроля деталей данного назначения увеличивается до 100 % 2. При последующем контроле проверяются детали, не контролирувавшиеся ранее
8. Шпильки М42 и большего размера для арматуры и фланцевых соединений паропроводов	Независимо от параметров	600		ВК, МПД или ЦД, или ТВК, или ТР, УЗК	Резбовая поверхность — в доступных местах	Каждые 50 тыс. ч, но не реже чем через 300 пусков	1. Решение о контроле шпилек М36 и менее принимает главный инженер ТЭС 2. Критерии твердости в соответствии с требованиями к исходному состоянию 3. Контроль методами МПД или ЦД, или ТВК, или ТР проводится факультативно по решению главного инженера ТЭС
	450 °С и выше			ТВ	Торцевая поверхность со стороны гайки — 100 %	По достижении паркового ресурса	
9. Гайки М42 и большего размера	—	600		ВК, ТВ	Торцевая поверхность	По достижении паркового ресурса	Критерии твердости в соответствии с требованиями к исходному состоянию

Примечание. В графе «Метод контроля» приняты следующие сокращения: ВК — визуальный контроль; ЦД — цветной контроль проникающими веществами; УЗК — ультразвуковой контроль; УЗТ — ультразвуковая толщинометрия; МПД — магнитопорошковая дефектоскопия; ТР — химическое травление; ТВК — токовихревой контроль; ТВ — измерение твердости; МР — метод реплик; МК — магнитный контроль; РОПС — ревизия опорно-подвесной системы; ПРПС — поверочный расчет на прочность и самокомпенсацию.

Таблица 4.34

Методы и периодичность контроля сварных соединений трубопроводов

Объект контроля	Расчетные параметры среды	Количество пусков до начала контроля		Тип сварного соединения	Метод контроля	Объем контроля	Периодичность проведения контроля	Примечание
		Энергообъемы мощностью 300 МВт и выше	Энергоустановки мощностью менее 300 МВт					
1. Питательный трубопровод от напорного патрубка питательного насоса до котла	Независимо от параметров	—	—	Тип 1	ВК, УЗК	5 %	Каждые 150 тыс. ч	1. При обнаружении в контролируемой группе недопустимых дефектов хотя бы в одном сварном соединении (трубных элементов данного назначения) объем контроля увеличивается вдвое. При повторном обнаружении недопустимых дефектов объем контроля увеличивается до 100 %
	—	600	900	Тип 2	ВК, МПД или ЦД, или ТР, УЗК, измерение катета угловых швов	25 %	Каждые 100 тыс. ч, но не реже чем через 400 пусков	
2. Коллекторы и трубопроводы в пределах котла, турбины, станционные трубопроводы и паропроводы	От 250 до 450 °С	—	—	Тип 1	ВК, УЗК	5 %	Каждые 150 тыс. ч	2. При каждом следующем контроле обследованию подлежит новая группа сварных соединений
	—	900	1200	Тип 2	ВК, МПД или ЦД, или ТР, УЗК	25 %	Каждые 100 тыс. ч, но не реже чем через 600 пусков	
	От 450 до 510 °С	450	600	Тип 1	ВК, УЗК	10 %	После 100, 200 тыс. ч, далее каждые 50 тыс. ч, но не реже чем через 300 пусков	
	—	—	—	Тип 2	ВК, МПД или ЦД, или ТР, УЗК	50 %	После 100, 200 тыс. ч, далее каждые 50 тыс. ч, но не реже чем через 300 пусков	
	510 °С и выше	450	600	Тип 1	ВК, МПД или ЦД, или ТР, УЗК	20 %	После 100 тыс. ч, далее каждые 50 тыс. ч	
				Тип 2	ВК, МПД или ЦД, или ТР, УЗК	100 %	Через 100 тыс. ч, далее каждые 50 тыс. ч, но не реже чем через 200 пусков	
				Тип 2	МР	10 %	По истечении паркового ресурса, далее по рекомендации специализированной организации	1. В местах с максимальным уровнем напряжений, выявленных при ИПРС 2. Для штуцерных сварных соединений коллекторов D_y 100 мм и более — 5 %

				ВК, МПД или ЦД, или ТР, УЗК	100 %	По истечении паркового ресурса, далее по рекомендации специализированной организации	При отношении твердости металла шва к твердости основного металла ≤ 1 сварные соединения подлежат переварке или объем их контроля назначается специализированной организацией
			Тип 1. Сварные соединения ценно-робежно-литых труб	ТВ металла шва и основного металла	100 %	Каждые 100 тыс. ч	В месте с максимальным уровнем напряжений, выявленных при ПРПС
			Тип 2. Трубы из стали 5Х1М1Ф с литыми деталями из стали 5Х1М1ФЛ	Оценка состояния сварного соединения по вырезкам	Одно сварное соединение на котел, или паропровод, или турбину	По достижении паркового ресурса	
			Тип 1				

Примечание. Тип 1 (Tr+Tr) — стыковое сварное соединение трубы с трубой; тип 2 (КН) — стыковое сварное соединение трубы с доннышком коллектора, литой, кованой и штампованной деталью, сварные соединения с конструктивными концентраторами напряжений, тройниковые и штуцерные сварные соединения.

Ниже приведены примеры типичных повреждений, имеющих место на паропроводах в процессе длительной эксплуатации.

Пример. Повреждения паропроводных труб из-за ползучести

В процессе длительной эксплуатации на ряде труб и их гнутых участках наблюдается явление ползучести. В соответствии с действующей инструкцией по контролю за металлом предусмотрен замер остаточной деформации. Установлены следующие нормы: для прямых труб из стали 12Х1МФ — 1,5 %; для других марок стали — 1 %; для гибов из всех марок сталей — 0,8 %. При отсутствии данных измерений в исходном состоянии оценка пригодности труб к дальнейшей эксплуатации должна производиться по скорости ползучести, которая для стали 12Х1МФ не должна превышать $1,5 \cdot 10^{-5}$ %/ч, для других марок сталей — $1,0 \cdot 10^{-5}$ %/ч, для гибов — $0,8 \cdot 10^{-5}$ %/ч.

Практика эксплуатации показала, что трубы эксплуатируются при разных температурах и напряжениях. При этом в одних случаях определяющим является предел ползучести, в других — предел длительной прочности. На прямых трубах определяющим является предел ползучести, на гнутых участках при наличии относительно высокого уровня рабочих напряжений — предел длительной прочности. Однако во всех случаях разрушение идет по механизму ползучести — с перестройкой дислокационной структуры и возникновением процесса порообразования. Повреждение труб из-за ползучести начинается с наружной поверхности и характеризуется межзеренным растрескиванием. На рис. 4.67 приведены примеры повреждения труб из-за ползучести.

Пример. Повреждения гибов из-за истощения ресурса прочности

Разрушение, как правило, происходит на растянутой части гiba с образованием сетки трещин на наружной поверхности трубы. Трещины интеркристаллитные и распространяются по границам зерен. Данное повреждение по всем признакам характерно для повреждения гибов из-за ползучести. Часто при изготовлении гiba происходит утонение толщины стенки гiba в растянутой части, что имеет существенное значение.

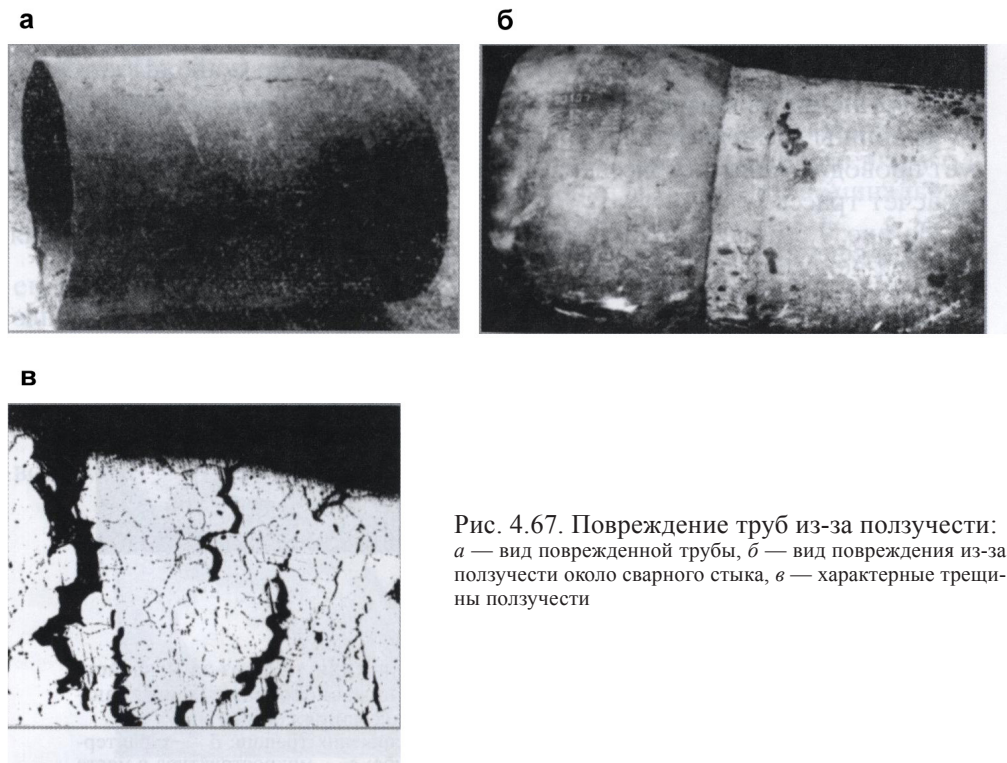
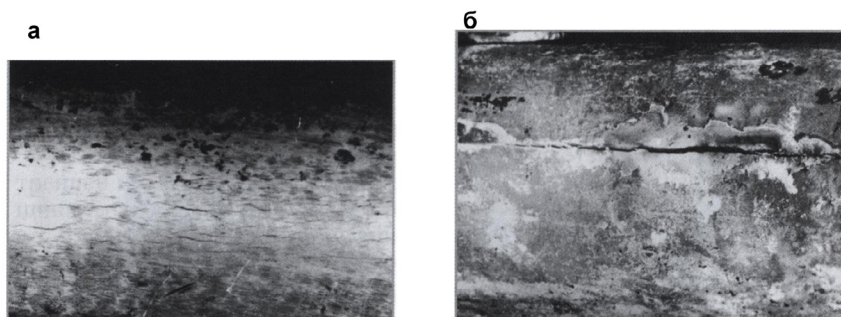


Рис. 4.67. Повреждение труб из-за ползучести: а — вид поврежденной трубы, б — вид повреждения из-за ползучести около сварного стыка, в — характерные трещины ползучести

Рис. 4.68. Повреждения труб из-за истощения ресурса:

а — сетка трещин ползучести на растянутой зонегиба,
б — трещина на растянутой зонегиба



Для предупреждения повреждения следует проводить замер толщины стенки в растянутой частигиба ультразвуковым методом. Толщина стенки в растянутой зоне не должна быть меньше полученной при расчете на прочность.

На рис. 4.68 приведены примеры повреждения труб из-за истощения ресурса.

Пример. Повреждения гибов из-за воздействия на участок паропровода высоких некомпенсированных изгибающих напряжений

Разрушения начинаются с наружной поверхности, в месте началагиба. Трещины транскристаллитные. При появлении таких дефектов следует проводить анализ трассы на заземление и при необходимости — перерасчет трассы.

На рис. 4.69 приведены примеры повреждения труб из-за воздействия высоких некомпенсированных изгибающих напряжений.

Пример. Повреждения из-за искажения формы сечениягиба при его изготовлении

Разрушение происходит на участке между растянутой и нейтральной частямигиба. Трещины начинаются на внутренней поверхности и идут по границам зерен. На наружной поверхности данный дефект выглядит как одна прямолинейная трещина. При повреждении нескольких гибов одного типоразмера производится замер сечениягиба специальным приспособлением.

На рис. 4.70 приведен пример повреждениягиба из-за искажения формы его сечения.

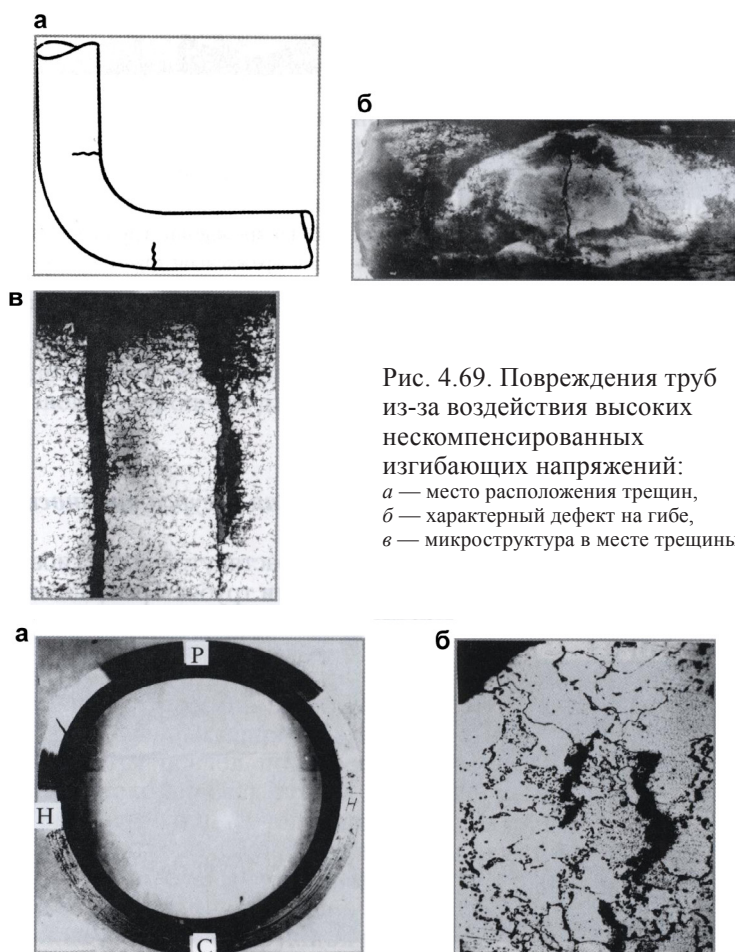


Рис. 4.69. Повреждения труб из-за воздействия высоких некомпенсированных изгибающих напряжений:
а — место расположения трещин,
б — характерный дефект нагибе,
в — микроструктура в месте трещины

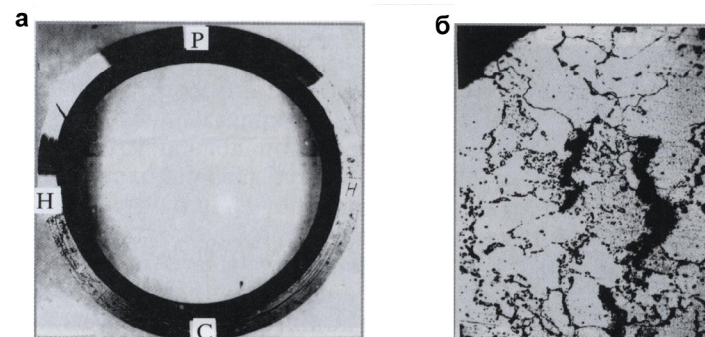


Рис. 4.70. Повреждениегиба из-за искажения формы его сечения:
а — поперечное сечение поврежденногогиба, *б* — микротрещины в зоне повреждения

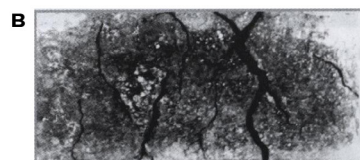
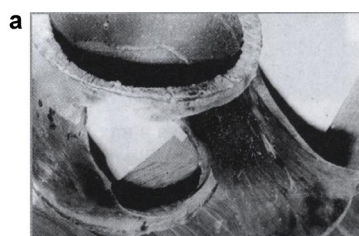


Рис. 4.71. Примеры повреждения питательных трубопроводов:
а — повреждение трубы из-за износа,
б — внешний вид повреждения,
в — растрескивание внутренней поверхности поврежденной трубы

шение труб, и в первую очередь гибов, связанное с электрохимическим воздействием на металл воды, содержащей различные коррозионные реагенты. Для своевременного предотвращения повреждений необходимо периодически проводить выборочный ультразвуковой контроль гибов.

На рис. 4.71 приведены примеры повреждения питательных трубопроводов.

Пример. Повреждения паропроводов из-за попадания в них конденсата из вспомогательных линий

В ряде случаев в местах врезки вспомогательных линий к основным трассам паропроводов имеет место их повреждение из-за попадания конденсата. Основные пути попадания конденсата: из линий на предохранительные клапаны, от штоков БРОУ, из дренажных импульсных и воздушных линий, от байпасов ГПЗ, из линий обогрева фланцев ЦСД, из перемычек между нитками при наличии на перемычках ответвлений на предохранительные клапаны, из V-образных дренажных участков («мешков») на перемычках между паропроводами.

Характерным признаком повреждения является сетка трещин на внутренней поверхности в месте врезки линии по ходу движения пара. Трещины транскристаллитные, ножевые, заполнены окислами.

Для предотвращения указанных повреждений следует:

1. Провести анализ схем паропроводов с учетом вышеизложенного и составить перечень участков паропроводов, в которые может попадать конденсат.
2. Во время каждого капитального ремонта паропровода необходимо проводить ультразвуковой контроль трубы с целью выявления возможных трещин в месте врезки вспомогательной линии на длине 300 мм по ходу пара.

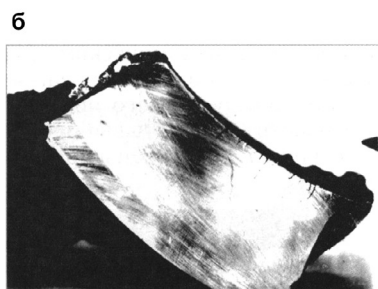
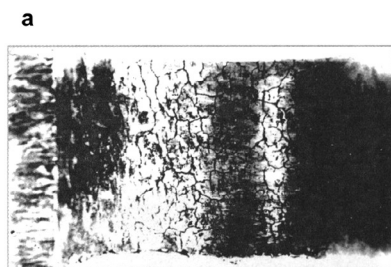


Рис. 4.72. Примеры повреждения паропроводов из-за попадания в них конденсата:

а — растрескивание на внутренней поверхности трубы, повреждение трубы,
б — поперечное сечение поврежденной трубы

Пример. Повреждения питательных трубопроводов

Опыт эксплуатации питательных трубопроводов показывает, что за регулирующими клапанами как на основных, так и на байпасных линиях питательных трубопроводов происходит эрозионный износ. Необходимо проводить во время капитальных ремонтов контроль за толщиной стенки ультразвуковым методом. При утонении стенки до 20 % от номинального значения участок трубы должен быть заменен.

На электростанциях с возвратом конденсата от заводов в ряде случаев может иметь место разру-

3. При обнаружении трещин обеспечить замер температуры на данном отводе, она должна быть не ниже $t_{\text{н}} + 50^\circ\text{C}$.

В случае если температура не выдерживается, выполнить трубопроводы прогрева, действующие постоянно.

На рис. 4.72 приведены примеры повреждения паропроводов из-за попадания в них конденсата.

Пример. Повреждения сварных соединений в местах приварки отводов от паропроводов

В ряде случаев в первые 10—15 тыс.ч эксплуатации про-

исходят повреждения сварных стыков паропроводов в районе приварки гибов. На рис. 4.73 показан типичный случай повреждения. Трещины начинаются с наружной поверхности в непосредственной близости от сварного соединения. Трещины транскристаллитные. Такие повреждения связаны с весьма высокими изгибающими напряжениями, возникающими, как правило, из-за недостаточной длины прямолинейного участка в месте его приварки к штуцеру и малого радиуса кривизны гiba.

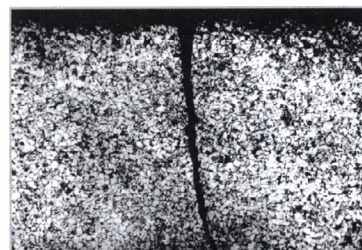
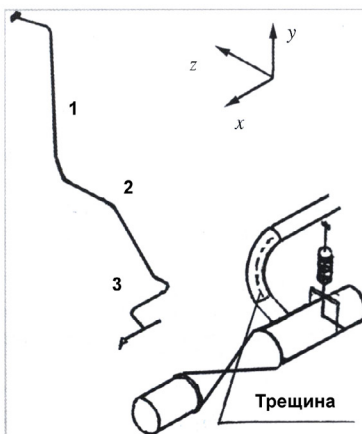


Рис. 4.73. Примеры повреждения сварных соединений в местах приварки отводов от паропроводов:
а — схема присоединения байпаса к паропроводу, б — характер распространения трещины

Пример. Повреждения сварных соединений паропроводов по наплавленному металлу

В процессе эксплуатации через 250—350 тыс. ч имеют место повреждения паропроводов по сварному шву сварных соединений, выполненных без подкладного кольца. Такие паропроводы, как правило, выполнены из углеродистой стали и эксплуатируются при температуре до 440 °С. Трещинообразование наблюдается на отдельных жестких участках паропроводов в результате возникновения напряжений из-за большого количества пусков (остановов). Установлено, что трещины идут от непроваров в корне шва и развиваются весьма медленно, так как наплавленный металл имеет высокие пластические свойства. Трещины ступенчатые, транскристаллитные. Для предупреждения таких повреждений следует проводить периодический ультразвуковой контроль сварных соединений через 150 тыс. ч. На рис. 4.74 представлены примеры повреждения сварных соединений.

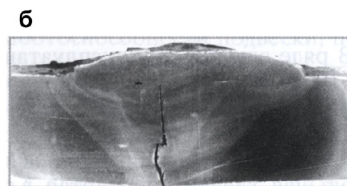
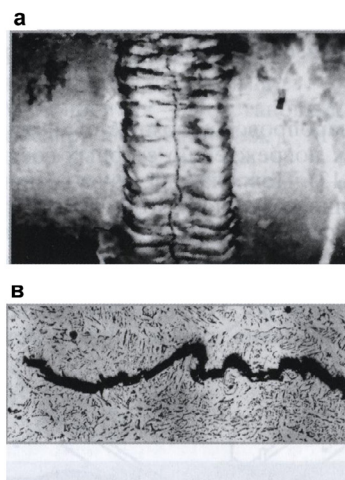


Рис. 4.74. Примеры повреждения сварных соединений по наплавленному металлу:
а — внешний вид поврежденного стыка, б — трещина усталости в наплавленном металле, в — характер распространения трещины

Пример. Повреждения из-за некачественной термообработки сварного соединения

Повреждения по наплавленному металлу на сварных соединениях могут иметь место на паропроводах из хромомолибденованадиевых сталей из-за некачественной термической обработки сварных стыков. Такие повреждения наблюдаются в первый период эксплуатации до 5 тыс. ч. Разрушения имеют хрупкий характер. Для предотвращения дефектов такого типа требуется проведение измерения твердости наплавленного металла. На рис. 4.75 представлен пример повреждения такого типа.

Рис. 4.75. Пример трещины, возникшей из-за некачественной термообработки

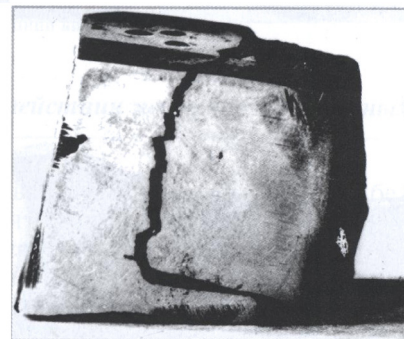




Рис. 4.76. Пример поперечной трещины, возникшей в наплавленном металле

Характерными признаками данных повреждений являются низкие пластические свойства наплавленного металла, наличие в микроструктуре сетки карбидов, значения твердости, соответствующие верхнему пределу требований. Такие стыки подлежат переварке.

Пример. Повреждения из-за воздействия на паропровод знакопеременных нагрузок

В ряде случаев при эксплуатации паропроводов возникает их вибрация. Данное явление также приводит

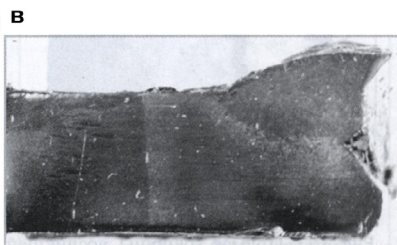
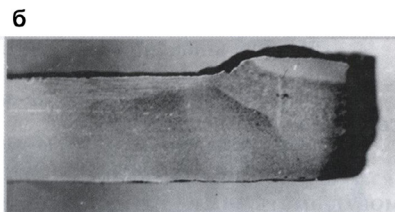


Рис. 4.77. Пример повреждения, возникшего из-за воздействия знакопеременных нагрузок:
а — внешний вид повреждения,
б — поперечное сечение в очаге повреждения,
в — поперечное сечение в месте долома

к повреждению сварных соединений по наплавленному металлу (рис. 4.77). Повреждение из-за возникновения знакопеременных нагрузок хорошо видно по излому. Излом хрупкий, по периметру стыка наблюдается две зоны: одна зона относительно небольшая, гладкая, притертая, в поперечном сечении ровная; вторая зона шероховатая, характеризуется наличием бороздок и скола, расположенного под углом 45° к направлению нагрузки. Когда из-за условий эксплуатации на паропроводах возникает вибрация, требуется их перетрассировка.

Пример. Повреждения, связанные с нарушением системы крепления

Типичное повреждение произошло после 50 тыс. ч эксплуатации — разрушилось сварное соединение трубы диаметром 325×43 мм с коническим переходом на коллектор диаметром 426×50 мм. Паропровод,

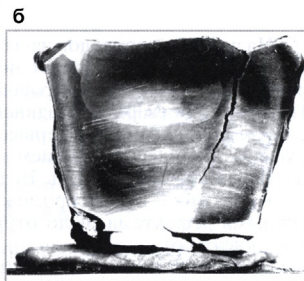
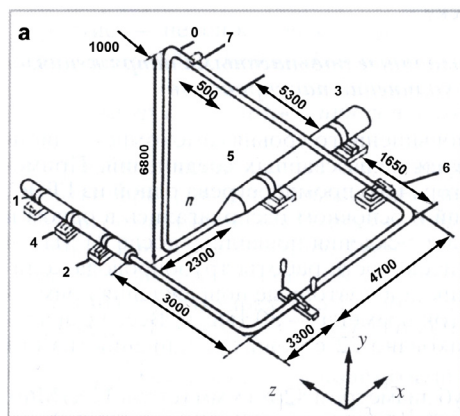


Рис. 4.78. Пример повреждения, возникшего из-за нарушения в системе крепления:
а — схема паропровода, б — внешний вид повреждения

на котором произошло повреждение (рис. 4.78), соединяет выходной коллектор конвективного пароперегревателя I ступени с паровым теплообменником и работает при параметрах пара $P = 14,2$ МПа, $t = 544^\circ\text{C}$ (котел ПК-47). Обследование трассы паропровода и системы его крепления показало, что паропровод, имеющий гибы во всех плоскостях и довольно длинные про-

леты между ними, обладает достаточной компенсирующей способностью. Заземлений трубопровода и его подвесок не обнаружено. Пружины, подвески и опоры находятся в работоспособном состоянии, кроме подвески 7, которая не несла нагрузку, из-за чего весовые нагрузки большого участка перераспределились, сместившись к неподвижной опоре. Напряжения от внешних нагрузок, действующие на неподвижную опору 4, определены расчетом. Расчет показал, что в районе неподвижной опоры действующие напряжения превышают допустимые.

Мероприятия по ремонту — восстановление работоспособности подвески и переварка сварного соединения.

Пример. Повреждения из-за воздействия некомпенсированных весовых нагрузок

На электростанциях многие паропроводы выполняются по месту без проекта, и соответственно, без расчетов, что в ряде случаев приводит к их повреждению. Как правило, повреждения происходят в местах приварки трубопровода к основной трассе. Ниже рассмотрен один из типичных случаев повреждения.

На одной из электростанций имели место повреждения на байпасных линиях на однотипных паропроводах. Основная трасса смонтирована из труб диаметром 325×38 мм (сталь 12Х1МФ), паропровод байпаса — из труб диаметром 28×4 мм (сталь 12Х1МФ). Параметры эксплуатации: $t = 550^\circ\text{C}$, $P = 14$ МПа. Время наработки к моменту отказов 100 тыс. ч. Внешний осмотр мест повреждений показал, что разрушение происходит в месте приварки трубы к штуцеру, установленному на основной магистрали в районе неподвижной опоры. Исходя из этого, был проведен расчет на прочность по программе «Астра», которая дает возможность просчитать трассу паропровода с учетом замкнутого контура. На расчетной схеме участка трассы показан расчетный уровень напряжений от внешних воздействий. Как видно из анализа расчета, напряжения от внешних нагрузок находятся в основном на уровне 53 МПа, т. е. они ниже допустимых, которые для $t = 550^\circ\text{C}$ составляют 62,5 МПа. Однако в точке А (рис. 4.79) уровень напряжений равняется 73 МПа. Согласно РТМ 24.038.07—72 эффективные напряжения от внешних нагрузок не должны превышать $1,1\sigma_{\text{доп}}$. Отсюда следует, что причина повреждения связана с действием внешних нагрузок, превышающих допустимые. Для того чтобы уравновесить трассу, необходимо установить дополнительную подвеску.

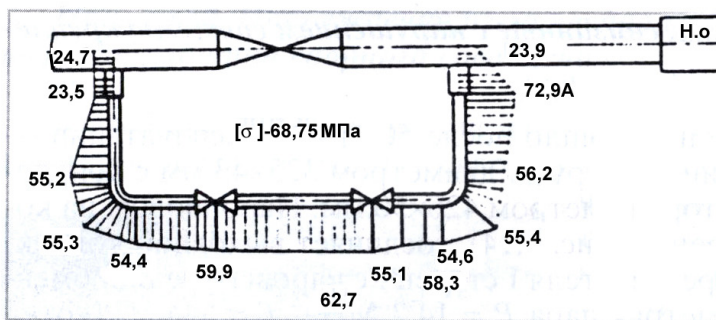


Рис. 4.79. Схема паропровода

Пример. Повреждения, вызванные повышенными напряжениями от самокомпенсации тепловых удлинений паропроводов

На ряде паропроводов из-за повышенного уровня самокомпенсационных напряжений возникают повреждения сварных соединений. Примером может служить паропровод горячего промперегрева одной из ГРЭС. Повреждения сварных соединений в основном располагались в одном и том же районе трассы. Первые повреждения появились после 31 тыс. ч эксплуатации. С увеличением длительности работы трубопровода количество их стало возрастать. Возникли и повторные повреждения примерно через один и тот же промежуток времени — 30 тыс. ч. Всего с аналогичными дефектами было отбраковано 22 сварных соединения (из них пять — повторно).

Паропровод изготовлен из труб диаметром 426×18 мм (сталь 12Х1МФ). Он состоит из четырех магистралей, аналогичных друг другу по конфигурации. Система крепления паропровода включает неподвижные опоры и промежуточные подвески. Каждая нитка имеет три неподвижные опоры: в начале и конце каждой магистрали и промежуточную — общую для двух магистралей. Таким образом, трасса паропровода состоит из четырех самостоятельных в отношении самокомпенсации участков.

С учетом высокой повреждаемости данного участка паропровода был проведен расчет на прочность по программе Т-20 на ЭВМ. При этом в дополнение к стандартному расчету в программу была заложена

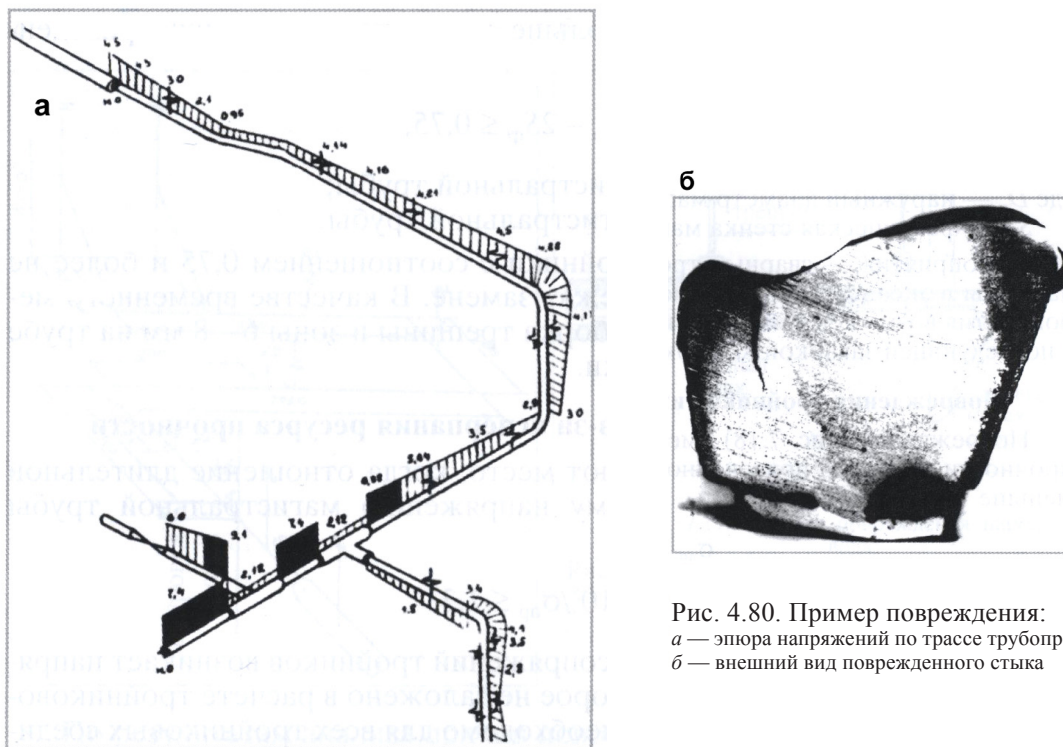


Рис. 4.80. Пример повреждения:
 а — эпюра напряжений по трассе трубопровода,
 б — внешний вид поврежденного стыка

задача расчета значений напряжений через каждые 500 мм трассы, а в местах предполагаемых высоких напряжений — через 200 мм. На представленной расчетной схеме (рис. 4.80) распределены напряжения от всех воздействий в рабочем состоянии. Недопустимые напряжения (75—91 МПа) возникают вблизи промежуточных опор и в местах отводов на предохранительные клапаны, т. е. как раз в зонах наибольшего числа повреждений.

Мероприятие — изменение трассы паропровода. Временное мероприятие — перенос концентратора напряжений во всех точках, где по расчету уровень напряжений выше допускаемых.

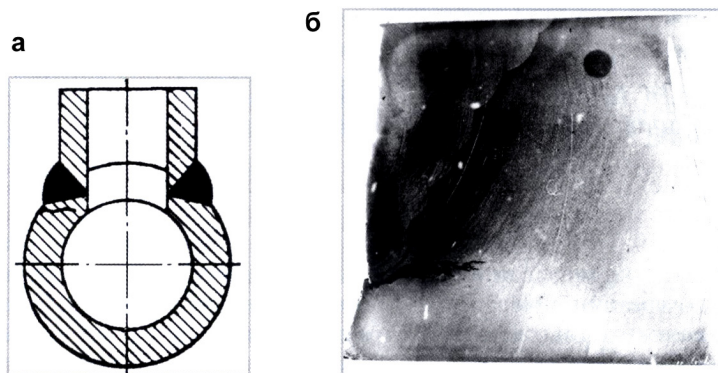


Рис. 4.81. Повреждение тройника:
 а — зона образования трещины, б — внешний вид повреждения

Пример. Повреждения сварных тройников

Сварные тройниковые соединения — наиболее повреждаемые элементы паропроводов. Повреждения происходят с образованием трещин, идущих от наружной поверхности магистральной трубы по низкотемпературной зоне термовлияния. Трещины носят интеркристаллитный характер. В зонах, прилегающих к трещине, наблюдается зона микропор. Разрушения такого характера типичны для повреждений из-за действия изгибающих напряжений, превышающих допускаемые.

Повреждения из-за конструктивного выполнения тройников

Повреждения (рис. 4.81) имеют место в том случае, когда диаметр отверстия в магистральной трубе больше рассчитанного по нижеприведенной формуле:

$$D_{\text{отв}}/D_n - 2S_{\phi} \leq 0,75,$$

где D_n — наружный диаметр магистральной трубы;

S_{ϕ} — фактическая стенка магистральной трубы.

Сварные тройники с соотношением 0,75 и более ненадежны в эксплуатации и подлежат замене. В качестве временного мероприятия возможен ремонт: выборка трещины и зоны 6—8 мм на трубе с последующей заваркой выборки.

Повреждения тройников из-за истощения ресурса прочности

Повреждения (рис. 4.82) имеют место, когда отношение значения предела длительной прочности стали к приведенному значению напряжения в магистральной трубе меньше 1,3:

$$\sigma_{\text{дл}} \cdot 10^5 / \sigma_{\text{пр}} \leq 1,3.$$

Это связано с тем, что в зоне сопряжений тройников возникает напряжение от краевого эффекта, которое не заложено в расчете тройникового соединения. Мероприятия: необходимо для всех тройниковых соединений рассчитать приведенные напряжения, исходя из фактических параметров эксплуатации паропровода и размеров магистральной трубы, и умножить их на коэффициент 1,3. Если эта величина больше допускаемых напряжений для использованной стали и фактических сроков ее эксплуатации, то такие тройники должны быть своевременно заменены.

Пример. Повреждения из-за колебаний паропроводов, возникающих при срабатывании предохранительных клапанов

Часто имеют место повреждения в местах приварки паропроводов от предохранительных клапанов к камерам. Один из таких примеров показан на рис. 4.83. Паропровод спроектирован с высокой компенсационной способностью. Однако в процессе эксплуатации возникло значительное количество трещин в месте приварки трубы к коллектору. Несмотря на проведение ежегодных проверок, имели место аварийные остановки блока из-за данного дефекта. В процессе эксплуатации в межремонтный период у пружинных подвесок раскручивались гайки, стягивающие пружины, особенно у опоры 16.

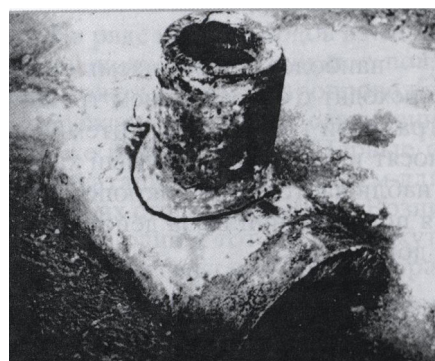


Рис. 4.82. Внешний вид поврежденного тройника

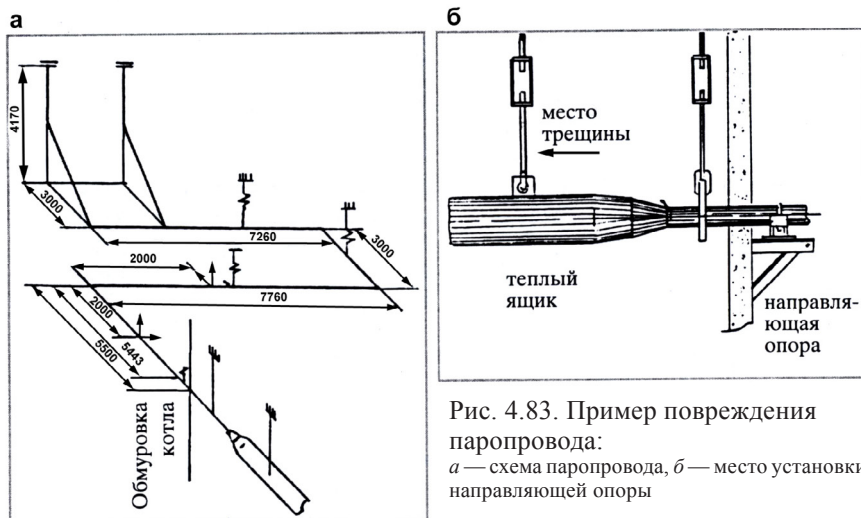


Рис. 4.83. Пример повреждения паропровода:
а — схема паропровода, б — место установки направляющей опоры

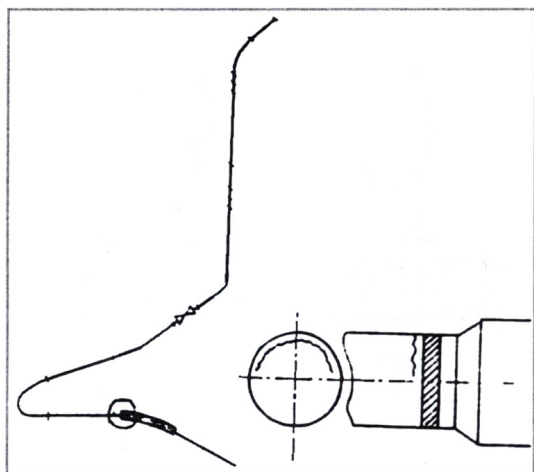


Рис. 4.84. Схема паропровода

По результатам анализа причин повреждений был сделан вывод о том, что основной вклад в повышение напряжений при работе данного узла вносят напряжения, возникающие при срабатывании предохранительных клапанов. Замеры колебаний паропровода в районе его приварки к коллектору показали, что после подрыва клапана в течение 10 с амплитуда колебаний составляет около 40 мм. Исходя из этого, предложения по ликвидации данных повреждений должны быть направлены на устранение влияния колебаний паропровода. В данном случае вместо пружинной подвески в точке 16 была установлена направляющая опора, что привело к уменьшению амплитуды колебания перед опорой до 10 мм.

Пример. Повреждения, возникающие из-за наличия конструктивного концентратора напряжений

В ряде случаев трещины по зоне термовлияния образуются в местах приварки «труба — литье» (гибы, тройники, задвижки). Трещины возникают со стороны трубы. Проведенные поверочные расчеты паропроводов, на которых обнаруживаются подобные дефекты, показывают,

что уровень напряжений в этих точках не превышает допустимый. При осмотре трассы также выявляются заземления и неисправности опор. Анализ программ расчета паропроводов на прочность показывает, что в этих программах учитывается только коэффициент прочности поперечного сварного стыка и не учитывается коэффициент концентрации напряжений, который играет существенную роль в этом вопросе. Если учесть концентратор напряжений, рассчитанный по формуле $K = 1,5/m$, где m — показатель ползучести стали, то во всех анализируемых нами случаях уровень напряжений в местах повреждений выше допустимого.

Так, на трассе (рис. 4.84) в месте повреждения расчетное напряжение составляет 84,3 МПа при допустимом 102,3 МПа. При учете концентратора напряжений уровень напряжений в данной точке будет 108,0 МПа, т. е. выше допустимого.

Мероприятия: провести анализ трасс, где установлены литые элементы. Для тех мест приварки литых деталей к трубам, у которых, по результатам расчета напряжений с учетом коэффициента K , уровень напряжений будет приближаться к допустимому или превышать его, необходимо выполнить мероприятия для снижения напряжений: установить дополнительные опоры, изменить трассу. Как временное мероприятие возможно переварить сварной стык с установкой нового патрубка длиной не менее 300 мм.

Наблюдение за графитизацией является обязательным после истечения установленного срока службы для трубопроводов II категории из углеродистых, молибденовых и кремнемарганцовистых сталей, работающих при температуре выше 390 °С.

Для указанных трубопроводов исследования структуры металла проводятся на образцах по вырезкам. Из трубопровода должно быть сделано не менее одной вырезки. Вырезается участок сварного стыка («катушка») между прямой трубой и гибом трубопровода, в том числе примыкающие к сварному шву участки трубы игиба. Вырезке подлежит один из первых по ходу пара стыков основной линии трубопровода. Исследования металла по вырезкам должно быть дополнено металлографическим анализом методом реплик или сколов околошовных зон сварных соединений трубопровода, а в необходимых случаях и на гibaх.

Местами графитизации, на которые должно быть обращено особое внимание, могут быть:

- зоны термического влияния при сварке трубопроводов и их деталей;
- участки, подвергавшиеся холодной деформации или местным нагревам без последующей полной термообработки.

Явление графитизации в основном имеет место в зоне термического влияния сварных соединений в узкой полосе по поперечному сечению. Однако по сечению степень графитизации не равномерна. Максимальная графитизация наблюдается на наружной поверхности, а далее по мере

удаления от поверхности она уменьшается.

На рис. 4.85 показана степень графитизации в сварных соединениях по зоне термического влияния трубы $\varnothing 273 \times 14$ мм из стали 20. Как видно из рисунка, степень графитизации на наружной поверхности высокая, а уже на расстоянии 6—7 мм от наружной поверхности она незначительна.

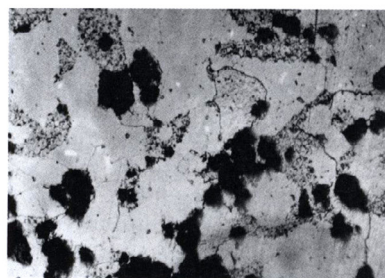
Принято считать, что графитизация приводит к понижению механических свойств, охрупчиванию и, как следствие, к разрушению. Степень графитизации четко выявляется при испытаниях образцов на изгиб, при этом образец для испытаний должен быть вырезан с наружной поверхности исследуемой детали. Установлено, что в конечном итоге графитизация приводит к хрупким разрушениям и является весьма опасным явлением. Ниже приведены данные по углу загиба, град, в зависимости от степени графитизации, полученные в результате испытаний на изгиб.

Степень графитизации весьма сильная.....	20
Степень графитизации, балл 4.....	100
Степень графитизации, балл 3.....	160
Степень графитизации, балл 1.....	180

Металлографическое исследование участка металла, разрушенного из-за графитизации, показывает, что структура металла состоит из феррита и графита, при этом графит выделяется по границам зерен (рис. 4.86).

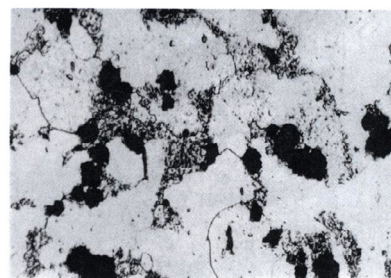
Степень графитизации оценивается визуальным методом путем сравнения шлифа, вырезанного из сварного соединения, со шкалой графитизации, приведенной в ОСТ 34-70-690—96. По этой шкале графити-

№ 1. На наружной поверхности



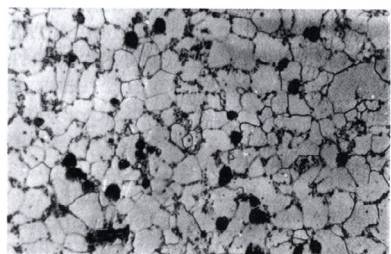
×500

№ 2. На расстоянии 6 мм от поверхности



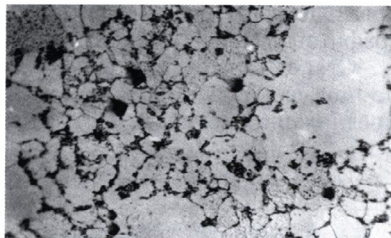
×500

№ 3. На расстоянии 9 мм от поверхности



×500

№ 4. На расстоянии 12 мм от поверхности



×500



Рис. 4.85. Степень графитизации по сечению сварного соединения

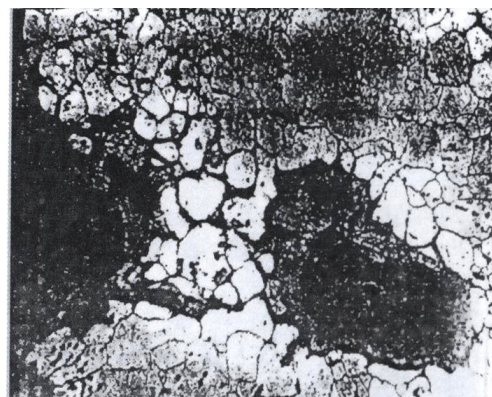


Рис. 4.86. Структура металла разрушенной трубы из-за графитизации

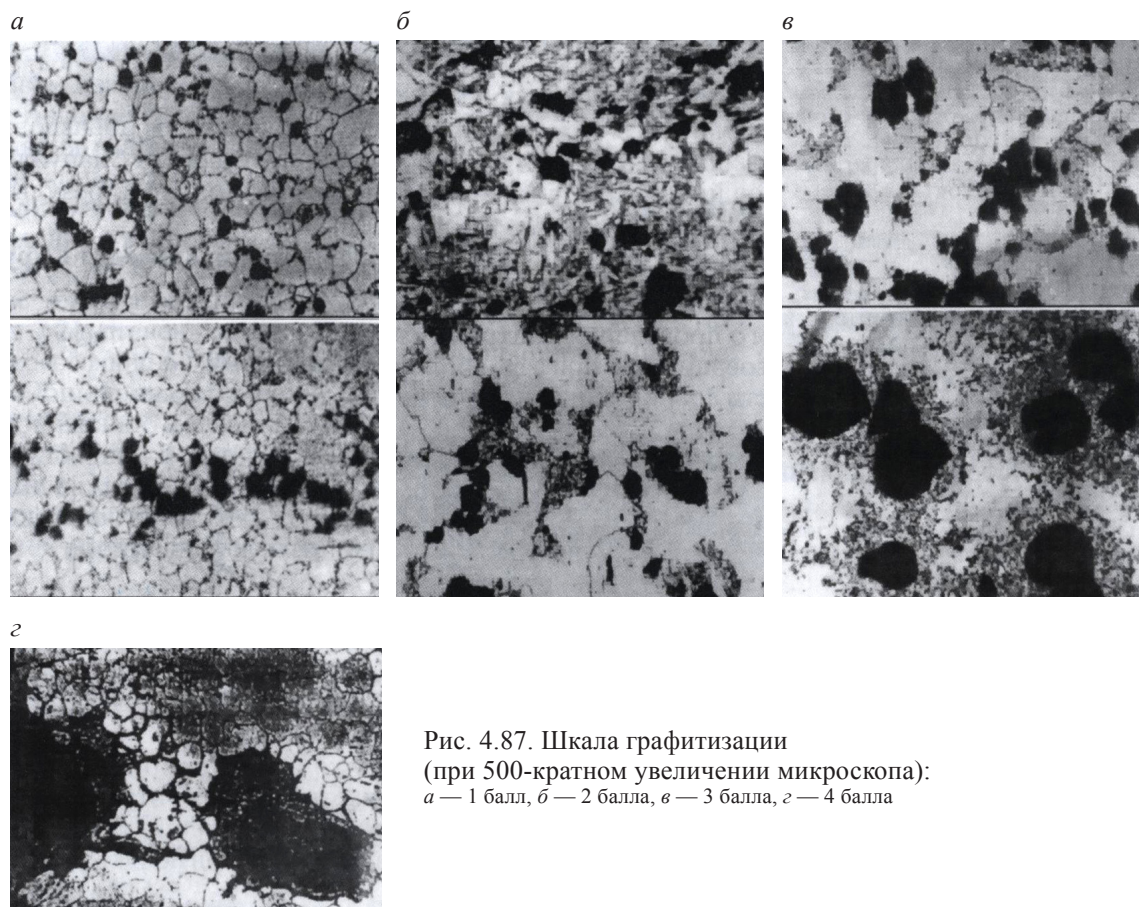


Рис. 4.87. Шкала графитизации
(при 500-кратном увеличении микроскопа):
а — 1 балл, б — 2 балла, в — 3 балла, г — 4 балла

зация оценивается по четырехбалльной системе: балл 1 — незначительная, балл 2 — значительная, балл 3 — сильная, балл 4 — опасная. Сильная и опасная степени графитизации в практике требуют принятия решения о выводе паропровода из дальнейшей эксплуатации.

Анализ большого количества металлографических исследований показал, что наблюдаемые графитные включения и по величине, и по расположению имеют существенные различия со шкалой, что в ряде случаев затрудняет оценку. Эти данные говорят о целесообразности пересмотра шкалы графитизации.

В последнее время была предложена новая шкала, которая одобрена Всероссийским теплотехническим институтом. Эта шкала использует метод количественной металлографии. За основу принят линейный метод А. Розиваля, разработанный на принципе Ковальерн — Аскра, согласно которому измерение объемов тел можно заменить измерением площадей или длин отрезков. Оценка степени графитизации производится по отношению площади графитных включений к общей площади и оценивается в процентах. Степень графитизации оценивается, как и ранее, по четырехбалльной шкале при увеличении $\times 500$ (рис. 4.87). На основании степени графитизации предложено оценивать срок дальнейшей эксплуатации детали следующим образом:

- Балл 1 — сварные стыки допускаются к эксплуатации на 50 тыс. ч.
- Балл 2 — сварные стыки допускаются к эксплуатации на 15 тыс. ч.
- Балл 3 — сварные стыки допускаются к эксплуатации на 7 тыс. ч (за это время следует выполнить ВТО).
- Балл 4 — сварные стыки к эксплуатации не допускаются и должны быть переварены.

4.7. Ремонт и техническое обслуживание арматуры и дистанционных приводов

4.7.1. Характерные неисправности арматуры и причины их появления

Негерметичности сальников арматуры могут возникать по следующим причинам:

- низкое качество или несоответствие набивки условиям работы;
- неправильное производство набивки;
- плохое состояние поверхности;
- овальность сечения или конусность шпинделя.

Затрудненное движение шпинделя наблюдается при слишком сильной затяжке сальника, перекосе шпинделя, смятии резьбы его или втулки, чрезмерном зажатии при закрытии клапана или задвижки.

При обслуживании арматуры повреждения могут происходить вследствие гидравлических ударов, загрязнения и прикипания шпинделей, применения удлиненных ключей при ее открывании и закрывании, нерегулярной продувки предохранительных клапанов и т. д.

Отказы арматуры могут быть частичными, когда оборудование может частично работать, и полными, когда исключается возможность работы оборудования до их устранения.

К *частичным отказам* арматуры относятся:

- *по запорной и предохранительной арматуре* — пропуски рабочей среды через затвор, снижающие экономичность работы, но не препятствующие функционированию оборудования, на котором она установлена;
- *по регулирующей арматуре* — неисправности, вызывающие частичное изменение параметров регулируемого оборудования с ухудшением экономичности вследствие нарушения плавности хода, увеличения люфтов в сочленениях привода; несоответствие площади проходного сечения клапана расходу питательной воды, неправильный выбор шиберов или седла в зависимости от расхода воды, несоответствие графиков теоретического расхода воды фактическому;
- *по всей арматуре* — пропуски среды через наружные уплотнения (фланцы, сальники) или через основной металл (свищи), вследствие чего не возникает невозможности восстановления оборудования и опасности для обслуживающего персонала.

К *полным отказам* относятся:

- *по запорной арматуре* — пропуски среды через затвор, делающие невозможным функционирование оборудования, для управления работой которого она установлена; невозможность перемещения запорного органа между положениями «Закрыто» — «Открыто»; пропуски рабочей среды через наружные уплотнения (фланцы, сальники) или основной металл (свищи), представляющие опасность для обслуживающего персонала или приводящие к невозможному износу оборудования;
- *по регулирующей арматуре* — неисправности, вызывающие невозможность изменения параметров регулируемого оборудования в результате несоответствия расходных характеристик условиям регулирования и перемещения регулирующего органа;
- *по предохранительной арматуре* — несрабатывание клапанов в случае снижения давления до допустимых пределов, а также при повышении давления выше установленных величин; пропуски рабочей среды через затвор, в результате которых невозможно функционирование защищаемого оборудования.

Основные неполадки и неправильная работа *предохранительных клапанов* возникают по следующим причинам.

1. Несвоевременная продувка предохранительных клапанов может вызвать прилипание клапана к седлу и отказ в работе либо неправильную его работу. Запаздывание в открытии клапана будет иметь место и при недостаточном креплении и случайном сдвиге грузов рычажных клапанов в сторону от клапана или при увеличении зажатия пружинных клапанов.

2. Износ клапана и седла, перекос и их негерметичность, попадание под клапан посторонних предметов, перемещение грузов клапана в сторону «вилки» или ослабление пружины вызывают парение клапана. Неисправность деталей клапана (направляющих втулок, призм и пр.) вызывает неправильную работу предохранительного клапана — задержку подъема, запаздывание обратной посадки и пр.
3. Негерметичность предохранительных клапанов может быть вызвана их частыми подрывами. Поэтому при высоком давлении проверку предохранительных клапанов продувкой производят реже, чем при меньшем давлении. Наиболее часто срабатывают предохранительные клапаны, установленные после пароперегревателей. Паровое сопротивление пароперегревателя при снижении нагрузки котла, например, в два раза уменьшается почти в четыре раза. При нормальном давлении в котле давление перегретого пара может при каждом таком снижении нагрузки оказаться выше того, на которое отрегулирован клапан после пароперегревателя, и он откроется. Поэтому при значительном снижении нагрузки котла, например ниже 75 %, целесообразно снизить давление в котле на 0,05—0,20 МПа, чтобы не допустить ненужного срабатывания предохранительного клапана после пароперегревателя. Соответствующие указания даются в производственных инструкциях.

4.7.2. Периодичность ремонта различных видов арматуры

Периодичность ремонта различных видов арматуры в основном определяется двумя факторами.

1. Конструкция арматуры и выбор материала отдельных деталей (уплотнительных поверхностей, ходовых деталей, сальниковых уплотнений);
2. Условия эксплуатации арматуры — соответствие фактических условий работы расчетным (в отношении перепадов давлений, температур и т. д.), частота открытий и закрытий для запорных органов или частота включений для регулирующих клапанов, чистота протекающей среды и т. д.

Периодичность ремонта арматуры определяется также ее технологическим назначением и степенью ответственности. Одни и те же дефекты (негерметичность запорных органов, парение в сальниках, невозможность открытия или закрытия) для ответственной арматуры (регулирующих питательных клапанов, главных предохранительных клапанов, арматуры мазутопроводов, главных паровых задвижек и т. д.) требуют срочного ремонта, а в отдельных случаях даже приводят к останову энергоблока; для менее ответственной арматуры (линий низкого давления, трубопроводов сетевой воды, технического водоснабжения и пр.) устранение дефектов нередко приходится откладывать до капитального ремонта.

Ниже приводятся данные по повреждаемости и характерные неисправности основных видов арматуры [16, 204, 205].

Вентили D_v 10, 20 и 50 мм высокого давления. Количество вентилях D_v 10 и 20 мм составляет свыше 80 % всей арматуры энергоблоков. Основные места установки таких вентилях: дренажи, воздушники, импульсные линии теплового контроля и датчиков автоматики, линии отбора проб и солемеров, а также некоторые технологические линии небольших диаметров.

При повреждении уплотнительных поверхностей седла или других дефектах в корпусах вентилях их ремонт должен производиться в мастерской с использованием необходимых приспособлений. На месте установки производится только вырезка неисправного вентиля и сварка нового, а также донабивка сальников.

На каждой линии КИПиА установлено последовательно два вентиля: первичный — непосредственно у места отбора и вторичный — непосредственно у прибора. Первичные вентиля в большинстве случаев все время открыты, отключение производится вторичными вентилями.

Срок службы уплотнительных поверхностей от 1,5 до 3 лет. Набивка сальников первичных вентилях паровых линий производится один раз в 2—3 мес, сальников вторичных вентилях и вентилях водяных линий производится во время текущего ремонта, т. е. один раз в год.

На линиях дренажных трубопроводов в основном установлены вентили D_y 10 и 20, работают они периодически: при пусках и остановках, т. е. по времени немного, но в условиях резко переменных перепадов давлений и температур среды. Набивка сальников заменяется один раз в 2—3 мес. Стойкость уплотнительных поверхностей: для клапана (штока) 4—6 мес, седла — 6—8 мес.

Срок службы уплотнительных поверхностей вентилях на воздушниках до 1,5—2 лет. Набивка сальников меняется один-два раза в год. Характерный дефект — коррозия штоков, вызванная контактом с сальниковой набивкой.

К *затворкам*, устанавливаемым на линиях питательной воды, первичного и вторичного пара, требования по герметичности высоки. Стойкость уплотнения поверхностей водяных затворов вполне удовлетворительная; их ревизия и притирка производится, как правило, в капитальный ремонт. Что касается паровых затворов, в частности главных паровых затворов, то их уплотнительные поверхности, наплавляемые заводом электродами ЦН-12, во многих случаях склонны к трещинообразованию и к последующему разрушению наплавки, иногда через 6—8 мес. после установки.

К затворкам на более низкие параметры среды, устанавливаемым на линиях среднего и низкого давления, требования к герметичности затвора, как правило, ниже. Значительных разрушений уплотнительных поверхностей у этих затворов не наблюдалось, а небольшие повреждения, появляющиеся в процессе эксплуатации, устраняются в большинстве случаев во время капитального ремонта. Число открытий и закрытий для затворов невелико в сравнении с регулирующей и дроссельной арматурой.

Срок службы сальниковых уплотнений на паровых затворках 4—5 мес., на водяных — до 1 года.

Регулирующая и дроссельная арматура. Для регулирующих и дроссельных клапанов, управляемых автоматически и работающих при больших перепадах давлений сред, характерны следующие повреждения:

- эрозионный износ рабочих органов и уплотнительных поверхностей;
- парение сальников;
- износ некоторых ходовых деталей, в особенности бронзовых резьбовых втулок на штоках клапанов со встроенным электроприводом.

Сроки службы между ремонтами зависят от конкретных условий работы клапанов.

Регулирующие и питательные клапаны. Наиболее серьезным дефектом регулирующих питательных клапанов является износ бронзовых резьбовых втулок. Несвоевременная замена втулок вызывает люфты в приводе, ухудшающие качество работы автоматики.

Трудноустраняемым дефектом является коррозионное повреждение штоков в зоне контакта их с сальниковой набивкой, что приводит к необходимости набивки сальников в среднем один раз в 5—8 мес. Срок службы уплотнительных поверхностей для шиберов 10—12 мес., для седла — 2—3 года.

Дроссельные клапаны перед растопочными сепараторами и на сбросах из них. Для таких клапанов, так же как и для регулирующего питательного клапана, наиболее характерное повреждение — износ резьбовых втулок. Из-за коррозии штоков набивка сальников производится один раз в 5—8 мес. Срок службы уплотнительных поверхностей 10—12 мес.

Регулирующие клапаны на байпасах. Для клапанов на байпасах характерен износ выходных патрубков в верхней части с внутренней стороны. За 6—12 мес. износ достигает такой величины, что появляются сквозные свищи и требуется их заварка или замена клапана. Перенабивка сальников производится один раз в 6—8 мес. Ремонт уплотнительных поверхностей требуется через 10—12 мес.

Регулирующие клапаны впрыска. Для регулирующих клапанов впрыска характерен износ резьбовых втулок. Набивка сальников производится один раз в 3—4 мес. Срок службы шибера — 12—16 мес., седла — 10—12 мес.

Предохранительная арматура. Требования к надежности предохранительной арматуры очень высоки. Даже небольшие нарушения герметичности затвора предохранительных клапанов вызывают интенсивное парение в атмосферу и приводят к существенным потерям теплоты и конденсата.

Импульсно-предохранительные устройства острого пара срабатывают как при аварийных повышениях давления, так и при каждом останове блока. Основной дефект как главных, так и импульсных клапанов — нарушение герметичности уплотнительных поверхностей. Для устранения этого дефекта систематически производится ревизия клапанов с притиркой уплотнительных поверхностей, периодичность ревизии главных клапанов один раз в 5—6 мес., импульсных — один раз в 5—6 мес.

Обеспечить герметичность как главных, так и импульсных клапанов промперегрева трудно. Их ревизия и притирка уплотнительных поверхностей производится при каждом останове энергоблока. У главных клапанов из-за попадания грата часто имеют место задиры на поверхности поршневой камеры. Бывают случаи несрабатывания клапанов из-за поломки или заедания поршневых колец.

4.7.3. Основные операции, выполняемые при ремонте арматуры

Приемка арматуры в ремонт. Проверка арматуры до ремонта производится на остановленном оборудовании или на отключенных участках трубопроводов с удаленной рабочей средой. Цель проверки — выявление состояния деталей арматуры и определение объема ремонта.

При проверке осматривают все узлы дистанционных приводов и проверяют их исправное состояние. При этом тщательно очищают от старой смазки и грязи шестеренчатые пары и шарниры, производят промывку их керосином. Проверяют также прочность крепления всех деталей и узлов приводов.

При осмотре шпилек и гаек проверяют состояние рабочей поверхности резьбы — отсутствие задириков, забоин и пр.

При проверке арматуры следует в первую очередь выявить состояние следующих деталей и узлов:

- уплотнительных поверхностей седел и тарелок;
- плотности посадки седла в корпусе;
- поверхности шпинделя, соприкасающиеся во время работы с сальниковой набивкой;
- резьбы шпинделя;
- резьбы втулки шпинделя;
- азотированного слоя шпинделя тарелок, седел;
- величину зазоров между шпинделем и грундбуксой и кольцом сальника;
- шпинделя (на отсутствие искривления);
- деталей крепления тарелки в запорной и предохранительной арматуре;
- возвратной пружины предохранительного клапана;
- полости поршневой камеры предохранительного клапана;
- призмы и призматических гнезд на рычагах импульсного клапана.

Демонтаж и разборка арматуры. Пароводяную арматуру в зависимости от степени износа деталей и узлов, категории ремонта, как правило, ремонтируют в арматурной мастерской или непосредственно на месте ее установки.

Обычно крупную арматуру не снимают с трубопровода и ее разборку для ремонта и сборку производят на месте. Арматуру D_y 10 и 20 мм при капитальном ремонте основного оборудования ремонтируют в мастерской и на месте ее установки. Как правило, демонтаж арматуры и отправка ее в цех для ремонта целесообразны лишь при капитально-восстановительном ремонте.

Успешное выполнение ремонта арматуры в значительной мере зависит от того, как была сделана разборка. Перед разборкой арматуры необходимо ознакомиться с инструкциями и чертежами, которые имеются по данной арматуре, а также проверить ее укомплектованность и только после этого приступить к разборке.

При разборке арматуры на узлы и детали производят контроль и сортировку ее деталей на следующие группы: годные, требующие ремонта, негодные.

Годные — не имеющие повреждений, влияющих на их работу в арматуре, сохранившие свои первоначальные размеры или имеющие износ в пределах поля допуска по чертежу.

Требующие ремонта — имеющие износ или повреждения, устранение которых технически возможно и экономически целесообразно.

Негодные — подлежащие замене, имеющие износ и повреждения, устранение которых либо невозможно по техническим причинам, либо экономически нецелесообразно.

Одновременно по каждому узлу выявляют отсутствующие детали. Трудно снимающиеся детали, собранные по неподвижным посадкам и длительное время не разбиравшиеся, следует разбирать с помощью гидравлических съемников. Когда невозможно применить для разборки съемники, можно пользоваться молотками или кувалдами. *При применении стальных молотков и кувалд удары должны наноситься через мягкую подкладку.* Для облегчения съема детали можно подогревать схватывающую деталь нагретым маслом, паром или огнем.

При разборке ряда узлов (изделий) детали каждого узла (изделия) должны маркироваться и складываться в отдельные ящики. Когда важно выдержать взаимное расположение деталей, метки должны ставиться так, чтобы зафиксировать нужное положение.

Для маркировки деталей арматуры можно пользоваться следующими средствами:

– клеем — для незакаленных деталей, которые не деформируются при нанесении клейма ударом;

– краской — для любых деталей;

– кислотой — для закаленных стальных деталей;

– бирками.

Перед разборкой арматуры помечают керном взаимное расположение деталей для обеспечения правильности последующей сборки. В частности, замечают положение крышки по отношению к корпусу и т. д.

При разборке арматуры большого диаметра для снятия крышки и выемки затвора используют имеющийся грузоподъемный механизм или треногу с талью.

Разборку фланцевых соединений крышки с корпусом арматуры производят в два приема: сначала ослабляют на $\frac{1}{8}$ полного оборота диаметрально расположенные гайки, а затем отвертывают их полностью в любом порядке.

Снимать крышку необходимо строго вертикально и следить за тем, чтобы отсутствовали соударения при выходе тарелки из корпуса и не повредились уплотнительные кольца.

Перед выемкой затвора задвижку нужно поставить шпинделем вверх. При снятии тарелок предохранительную шайбу отгибают, отвертывают накидную гайку, крепящую тарелкодержатель, вынимают тарелки и грибок из места посадки.

Пример. Рассмотрим порядок разборки и сборки задвижки на сверхкритические параметры пара [206] (рис. 4.88).

Отмечают взаимное положение приводной головки 42 по отношению к бугелю 2 и бугеля по отношению к корпусу 1. Вращением маховика приводной головки открывают затвор задвижки, отвертывают гайки 45 и откидывают болты 50. Поднимают нажимную планку 30 и подкладывают под нее два полукольца, а на фрезерованные лыски шпинделя 4 устанавливают специальные упорные планки, соединяемые на болтах. Отвертывают установочные болты 26; вращением маховика приводной головки на закрытие затвора опускают крышку 3 до упора в корпусе; снимают хомут 28, поднимают опорный диск 25 и закрепляют его над крышкой 3; выбивают при помощи штыря секторы разъемного кольца 23, сначала расположенные против отверстия в корпусе (закрытого пробкой 49), а затем вынимают и остальные секторы. Снимают установленные на шпинделе упорные планки. Вращением маховика приводной головки на открытие затвора поднимают крышку в верхнее положение. Отворачивают гайки 47, снимают бугель вместе с затвором. Вывертывают шпиндель 4 из втулки 32 вращением маховика против часовой стрелки, поддерживая шпиндель от проворачивания. Снимают со шпинделя 4 нажимную планку 30, грундбуксу 29, опорный диск 25 и крышку 3. Вынимают из сальниковой камеры набивку 27 и кольцо сальника 24. Снимают с крышки 3 опорное кольцо 22 и сальниковую набивку 20. Закрепляют шпиндель 4 с затвором в тисках и отгибают предохранительную шайбу 16. Отвертывают накидную гайку 18 и, приподнимая верхний тарелкодержатель 15, вынимают тарелки 6 и 7.

Сборку узла уплотнения после осмотра задвижки производят в следующем порядке: после сборки затвора и установки его в корпусе крышка 3 устанавливается в свое нижнее положение, ограниченное выступом в корпусе. В сальниковую камеру уплотнения крышки со шпинделем вставляют кольцо сальника 24

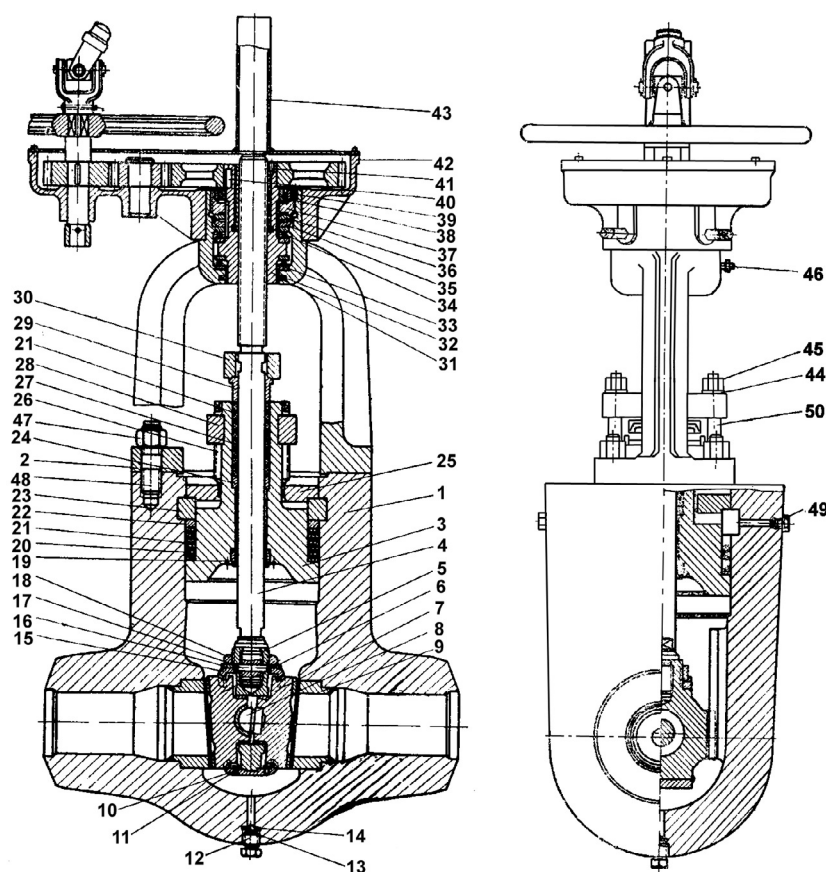


Рис. 4.88. Задвижка сверхвысокого давления для пара:

1 — корпус, 2 — бугель, 3 — крышка, 4 — шпindel, 5 — обойма, 6, 7 — тарелки левая и правая, 8 — грибок, 9 — седло, 10, 15 — тарелкодержатели нижний и верхний, 11 — шпонка, 12, 49 — пробка, 13, 14 — прокладки, 16 — шайба предохранительная, 17 — штифт, 18 — гайка, 19 — втулка крышки, 20, 27 — набивка, 21 — графитовая прослойка, 22 — кольцо опорное, 23 — кольцо разъемное, 24 — кольцо сальника, 25 — диск опорный, 26 — болт установочный, 28 — хомут, 29 — грундбукса, 30 — нажимная планка, 31 — кольцо уплотнительное, 32 — втулка шпинделя, 33, 38 — шарикоподшипник, 34 — втулка резьбовая, 35 — пружина тарельчатая, 36 — шайба промежуточная, 37 — кольцо упорное, 39, 41 — установочный винт, 40 — шпонка призматическая, 42 — приводная головка, 43 — колпачок, 44 — шайба, 45 — гайка откидного болта, 46 — пресс-масленка, 47 — гайка фланца, 48 — шпилька, 49 — пробка, 50 — болт откидной

размера от верхнего среза крышки до опорного диска. Если размер получился больше указанного на чертеже, дополнительно укладывают сальниковую набивку. Далее устанавливают бугель и остальные детали привода, производят набивку верхнего сальникового уплотнения в крышке при шпинделе, поднятом вверх до упора.

После сборки узлов уплотнения производят гидравлическое испытание задвижки на герметичность, при этом происходит окончательное обжатие сальникового уплотнения.

Очистка и промывка деталей перед ревизией. Очистка деталей после разборки узлов необходима для их осмотра и выявления пороков: трещин, задигов, царапин, коррозии, выкрашивания металла и т. д., а также для дальнейшей технологической обработки или консервации.

Детали подвергаются промывке для очистки от грязи, посторонних включений, масла. Основные способы промывки деталей приведены в табл. 4.35 [207]. Промывку деталей производят

и грундбуксу 29. В сальниковую камеру уплотнения крышки с корпусом укладывается одно сальниковое уплотнительное кольцо 20 и засыпается графит на высоту, равную половине ширины укладываемого уплотнительного кольца. Асбестовый шнур до установки подвергают прокаливанию при температуре 500 °С в течение 3 ч. Затем укладывается второе уплотнительное асбестовое кольцо, насыпается слой графита и производится обжатие набивки ударами молотка по обжимке из цветного металла. Набивка укладывается до уровня установки опорного кольца 22. Опорное кольцо укладывается непосредственно на асбестовое уплотнительное кольцо отверстиями в торце кверху.

После установки опорного кольца в пазы корпуса укладываются секторы разъемного кольца в соответствии с цифровой маркировкой, причем секторы с параллельными торцами должны быть уложены против отверстия в корпусе (закрытого пробкой 49). Если это не выполнить, то при последующей разборке трудно выбивать секторы. Поверхность секторов разъемного кольца и пазы в корпусе протирают перед сборкой графитом. Далее устанавливают опорный диск 25, поочередно и равномерно затягивают опорные шпильки, не допуская перекоса крышки. Этим создают предварительное уплотнение крышки с корпусом. Затяжку опорных шпилек прекращают при достижении указанного в чертеже задвижки

Таблица 4.35

Основные способы промывки деталей

Способ промывки	Оборудование и характеристики	Моющие растворы
Ручная	Ванна с сеткой. Лучше иметь две ванны: для предварительной и окончательной промывки. После выдержки в растворе очистка щетками, обтирочными материалами, крючками и др. Грязь оседает под сеткой	Керосин, бензин
Промывка в баках	Передвижной или стационарный бак имеет в нижней части трубку для электроподогрева или змеевик для подогрева моющего раствора. Моющий раствор подогревается до 80—90 °С. Детали располагаются на сетке	3—5%-ный раствор кальцинированной соды в воде. По 30 г на литр раствора тринатрийфосфата и кальцинированной соды. 10%-ный раствор каустической соды в воде
Моющие машины	Моющие машины стационарные или передвижные: однокамерные (только для промывки), двухкамерные (для промывки и ополаскивания) и трехкамерные (для промывки, ополаскивания и сушки). В моечных машинах горячие моющие растворы (температура 80—90 °С) подаются на детали под давлением душевыми установками. Детали размещают на сетках или на тележках, которые закатываются в моечную установку	0,1—0,2 % каустической соды, 0,4 % тринатрийфосфата, 0,15—0,25 % нитрата натрия, остальное — вода

последовательно в горячем растворе, затем в чистой горячей воде, после чего детали тщательно высушивают. Детали со шлифованными и полированными поверхностями рекомендуется промывать отдельно. *В щелочных растворах не промывают детали из цветных металлов, резины, пластмасс, тканей.*

Ревизия. Выявление неисправностей, имеющихся в деталях, производят с целью рассортировки деталей на годные, негодные и требующие ремонта, а также для уточнения объема работ, предусмотренного ремонтной ведомостью.

При ревизии выполняются следующие операции:

- производят внешний (визуальный) осмотр для выявления видимых повреждений — трещин, поломок и т. д.;
- обмеряют рабочие поверхности с помощью мерительного инструмента для установления величины износа и определения пригодности детали к дальнейшей работе;
- контролируют взаимное расположение поверхностей с помощью специальных приборов или инструмента для определения величины возможного изгиба и коробления;
- исследуют деталь специальными методами для обнаружения дефектов, невидимых глазу.

Для выявления невидимых дефектов, которые могут появиться в детали как при ее изготовлении, так и в процессе эксплуатации, применяют цветную, люминесцентную, магнитную, ультразвуковую, рентгеновскую и гамма-дефектоскопию и гидравлическое испытание.

При ревизии вентилей и задвижек, имеющих на шпинделе кольцевой выступ для отключения сальника при открытом положении вентиля, проверяют прилегание этого выступа к уплотнительному кольцу в крышке. Если уплотнение шпинделя выполнено прессованными асбестографитовыми кольцами, то во избежание их разрушения из-за хрупкости сальниковое уплотнение шпинделя не разбирают.

При ревизии главных предохранительных клапанов необходимо проверить достаточность зазора между поршнем и цилиндром, между поршневыми кольцами в сжатом положении и цилиндром, между торцами поршневого кольца в замке и между боковыми поверхностями поршневых колец и канавками на поршне (рис. 4.89). Поршень с кольцами, вставленными в поршневую камеру цилиндра, должен плавно перемещаться усилием руки.

Если зазоры будут меньше указанных, то при прогреве клапана до проектной температуры клапан заклинит. При этом усилие, с которым клапан будет прижиматься к рубашке, из-за теплового расширения будет настолько велико, что поршень не сможет перемещаться вдоль поршневой камеры и произойдет «задиранье» соприкасающихся поверхностей.

Значительное превышение величины зазоров против указанных нежелательно, так как это повлечет за собой большой пропуск пара из одной стороны поршневой камеры в другую, и давление пара будет недостаточным для перемещения поршня и открытия клапана.

Для обеспечения надежной работы предохранительные клапаны иногда регулируют с помощью воды или пара на специальном стенде до установки на рабочее место.

В регулирующих клапанах шиберного типа проверяют чистоту поверхности шиберов, правильность их установки. Шибер должен свободно висеть на штоке; между нижним торцом шиберов и упором на корпусе должен оставаться зазор 2—4 мм.

В пароохладителях РОУ следует проверять качество крепления рубашки к корпусу, так как известны случаи ее отрыва во время эксплуатации.

Если при наружном осмотре корпуса и крышки арматуры обнаруживается неявно выраженный дефект и есть сомнение в качестве отливки, проводят проверку герметичности корпуса керосином. Для этого сомнительные места на корпусе обмазывают снаружи мелом, разведенным в воде, на один фланец задвижки ставят заглушку на прокладке и открывают затвор. Задвижку кладут вторым фланцем кверху и заливают

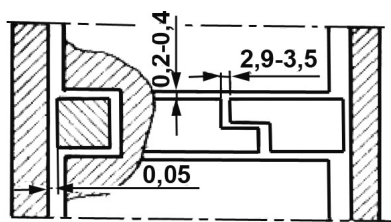


Рис. 4.89. Величина зазоров в поршневой камере предохранительного клапана промежуточного перегрева

в нее керосин. При наличии негерметичностей через несколько часов керосин проникает через них наружу и легко обнаруживается по жирным пятнам на поверхности, обмазанной меловым раствором.

При ревизии с разборкой арматуры с $D_y = 50$ мм и выше для выявления возможных технологических дефектов (некачественной обработки, наплавки и т. п.) необходимо проверить:

- у *клапанов* — состояние уплотнительных поверхностей штока, повреждение которых (риски, вмятины, следы коррозии и эрозии) недопустимы, и резьбу, которая должна быть чистой, без забоин;
- у *затворов* — наличие недопустимых дефектов седел; отсутствие на уплотнительных поверхностях тарелок и шпинделей вмятин, задиров, трещин, коррозионного разрушения, а на трапецеидальной и метрической резьбе — подрезов, смятия профилей и других дефектов; состояние опорных и рабочих поверхностей крышек, сопряженных с корпусом и кольцом сальника; наличие и соответствие маркировки цифр на сегментах разъемного кольца, высоту сегмента (по высоте сегменты не должны отличаться более чем на 0,5 мм);
- у *регулирующих питательных клапанов* — состояние уплотнительных поверхностей седел, а также совпадение направления стрелки на корпусе с направлением потока среды на седло; отсутствие у корпусов трещин в местах перехода к патрубкам, эрозионного износа соединений седел с корпусами и выходными патрубками, а также задиров, забоин, конусности и эллиптичности более 0,26 мм в местах контакта сальника с корпусом; состояние поверхности втулок шпинделей, сопряженных с шарикоподшипниками, и колец шарикоподшипников, у которых недопустимы трещины и разрушение сепараторов;
- у *главных предохранительных и импульсных клапанов* — состояние корпусов и уплотнительных поверхностей (отсутствие трещин, вмятин, забоин и т. д.), рифленой прокладки, мягкой набивки (в случае образования зазора между грундбуксой и мягкой набивкой следует добавить одно-два кольца прожженного при 580—600 °С асбестового шнура, осыпанного чешуйчатым графитом), рабочей поверхности резьбы шпилек и гаек (на отсутствие задиров, забоин и коррозионного повреждения профиля), рабочих поверхностей призм у импульсных клапанов (чтобы не было одностороннего касания сопрягающихся поверхностей, а также задиров, вмятин и т. п.), рабочих поверхностей седла и клапана, а также направляющих ребер патрубка и наружной поверхности клапана, наружных поверхностей грундбукс, поршней и внутренних поверхностей рубашек; упругость цилиндрической пружины, плавность хода поршневой группы, запорных органов и подвижных частей в главном предохранительном и импульсном клапанах, а также ход клапана.

Проверка состояния уплотнительных поверхностей и их притирка. При проверке состояния уплотнительных поверхностей необходимо прежде всего убедиться в надежности закрепления уплотнительных колец в корпусе затворки. Чтобы обеспечить плотность между тарелками и уплотнительными кольцами при гидравлическом испытании затворки в корпусе ставят паронитовые прокладки толщиной 0,5 мм при закрытом положении затвора. Вода подается через дренажную пробку. Если кольцо сидит в корпусе неплотно, то вода будет проходить через зазоры.

Когда уплотнительные кольца в затворках низкого давления закреплены недостаточно прочно, их можно закрепить с помощью эпоксидной смолы [206]. Для этого кольца вынимают, а кольцевые канавки обезжиривают бензином Б-70 или ацетоном. Деталь подогревают до температуры 50—60 °С, и канавки заливают на всю глубину эпоксидной смолой. Вставляют кольцо в залитую канавку, плотно прижимают его к корпусу и выдерживают в течение 4—6 ч. Затверждение эпоксидной смолы происходит в печи при температуре 120 °С в течение 2 ч. Затем уплотнительную поверхность протачивают и притирают. Эпоксидную смолу применяют также для заделки раковин в арматуре.

Далее проверяют, нет ли на уплотнительных кольцах и шпинделе вмятин, царапин и трещин. Чистота поверхности существенно влияет на важнейшие эксплуатационные свойства деталей:

износостойкость, предел усталости, сопротивление коррозии, прочность. При наличии трещин на кольцах арматура бракуется. Наличие на азотированных поверхностях вмятин, рисок, забоин глубиной более 0,15 мм не допускается; задвижки с такими дефектами бракуются. Незначительные дефекты (глубиной до 0,15 мм) удаляют притиркой с последующей доводкой. *Притирке и доводке уплотнительных поверхностей уделяется при ремонте трубопроводной арматуры большое внимание как одному из главных факторов, определяющих герметичность арматуры в эксплуатационных условиях.* Притирка является особо точным способом чистовой обработки поверхностей, при которой достигается высокая степень чистоты. Сущность притирки заключается в срезании шероховатостей притираемой поверхности уплотнительного кольца зернами абразивного микропорошка, находящимися между твердой уплотнительной поверхностью и более мягкой поверхностью притира. Зерна микропорошка при прижатии притира к уплотнительной поверхности вдавливаются в притир и при его движении срезают шероховатости. Перед притиркой чистота поверхности должна быть не ниже 9-го класса, по ГОСТ 2789—73.

Слой металла, снимаемый притиркой, составляет 0,002—0,030 мм. Притиркой достигается высокая точность размеров и геометрической формы детали (до 0,001—0,002 мм), а чистота поверхности — вплоть до 14-го класса, по ГОСТ 2789—73.

Самыми распространенными притирочными материалами являются корунд, электрокорунд, карбид кремния и карбид бора [202]. По размерам зерна притирочные порошки делятся на три группы:

- шлифпорошки зернистостью 5—3 для грубой доводки;
- микропорошки от M28 до M14 — для предварительной доводки;
- микропорошки от M10 до M5 — для окончательной доводки.

Кроме порошков, для притирки применяются абразивные пасты на основе упомянутых выше порошков.

В целях повышения производительности притирки, особенно когда ремонт арматуры производится без вырезки из трубопровода, применяются синтетические алмазы. Синтетические алмазы выпускаются в виде порошков и паст. Пасты из синтетических алмазов применяются для окончательной операции — доводки до 0,16—0,06 чистоты. Использование алмазных паст взамен паст, изготовленных на базе электрокорунда, карбида кремния, окиси хрома, дает возможность получить увеличение производительности в два-три раза, производить обработку твердых и хрупких материалов (азотированных поверхностей, твердых сплавов).

Для притирки используют пасты, представляющие собой размешанные в расплавленном парафине абразивные порошки. Далее приводится оценка притирочных материалов по абразивным свойствам:

- алмазный порошок — 1,00;
- карбид бора — 0,50;
- карбид кремния зеленого — 0,28;
- карбид кремния черного — 0,25;
- электрокорунд белый — 0,12;
- электрокорунд нормальный — 0,10;
- корунд естественный — 0,07—0,05;
- наждак 0,03.

Доводку выполняют алмазными пастами двух-трех видов зернистостей с постепенным переходом от крупной к мелкой. Число последовательно применяемых паст зависит от объема металла, подлежащего снятию, и от требуемого класса чистоты поверхности. Алмазные пасты наносят на притир малыми количествами, слегка покрывая поверхность, во избежание накопления большого количества зерен, не участвующих в обработке поверхности, что не способствует увеличению производительности, приводит к перерасходу пасты и удорожанию притирки.

При отсутствии паст заводского изготовления рекомендуется изготовить их своими силами. Наилучшие результаты по съему металла и чистоте обработанной поверхности обеспечивает паста состава, в %:

- стеарин — 60;
- технический вазелин — 34;
- масло ОКБ-122-5 — 1,5;
- керосин — 0,5;
- синтетический алмазный порошок — 4,0.

Хорошие результаты достигаются при применении пасты состава, %:

- олеиновая кислота — 27;
- растительный жир — 18;
- стеарин — 33;
- костное масло — 14;
- синтетический алмазный порошок — 8.

Притиры изготавливают из материалов более мягких, чем обрабатываемые детали, чтобы при нажиме притиром зерна абразива хорошо внедрялись в рабочую поверхность притира. На рабочей поверхности притира не допускаются раковины и пузыри. Для изготовления притиров применяют чугун марки Сч15-32 со структурой мелкопластинчатого перлита (рабочая поверхность — сторона, являющаяся при литье нижней). Плиты притиров и доводочные диски изготавливают из чугуна марок Сч18-36 и Сч21-40. В [201] рекомендуется применять притиры из чугуна марок Сч 18-36, Сч 18-30, Сч 21-40 или серого перлитного чугуна без твердых включений и пористости следующего химического состава: С = 2,8—3,1 % (в том числе связанного 0,6—0,8); Мп = 0,5—0,7 %; Si = 1,8—2 %; S = 0,1—0,12 %; P = 0,3—0,1 %. Структура чугуна должна иметь перлитную основу (90—95 % перлита) с равномерно распределенными выделениями графита в виде отдельных гнезд и тонких пластинок.

Для того чтобы притир сохранил точность формы поверхности на длительное время, необходимо отливки, из которых изготавливается притир, подвергнуть отжигу (искусственному старению) по следующему режиму:

- Притиры после черновой механической обработки загружают в печь, нагретую до температуры не выше 100 °С.
- Скорость нагрева — не более 60 °С/ч.
- Температура отжига (450±20) °С.
- Время выдержки выбирается из расчета 25 мм/ч при наибольшей толщине.
- Скорость охлаждения — не более 40 °С/ч.
- Выгрузка деталей при температуре не выше 80 °С.

Чугунные притиры после отжига подвергаются двум видам обработки: чистовому строганию и притирке.

Притиры периодически проверяют и выравнивают по контрольной плите, так как неправильная поверхность притира копируется на обрабатываемом кольце. Доброкачественные результаты притирки обеспечивает притир, обработанный по 14-му классу чистоты. При отсутствии специального оборудования притирку уплотнительных поверхностей выполняют вручную, производя возвратно-круговые движения одной поверхности по другой с постепенным поворотом на всю окружность. Появляющиеся при этом микроцарапины располагаются по дуге и препятствуют утечке среды при работе арматуры. Усилие нажима притира принимают 5—15 кг: больший нажим производят при грубой притирке, а при доводке — минимальный. Крупные риски, забоины и другие повреждения глубиной менее 0,5—0,2 мм на уплотнительных поверхностях корпусов вентилях, обратных и предохранительных клапанов устраняют, применяя крупнозернистый абразивный диск или чугунный диск с наклеенным наждачным полотном крупного номера. При этом нажим инструмента не должен превышать 3 кг.

В процессе притирки, благодаря тому, что притир изготовлен из более мягкого металла, чем притираемая поверхность, зерна абразивного порошка вдавливаются в поверхность притира и при его перемещении относительно притираемой поверхности снимают имеющиеся на ней неровности. Притирка уплотнительных поверхностей друг по другу не допускается,

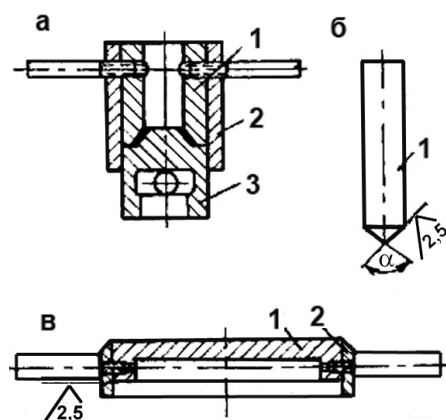


Рис. 4.90. Притиры для притирки уплотнительных поверхностей арматуры:

а — для клапанов и вентилях D_y 10 и 20 мм,
б — для седел вентилях D_y 10 и 20 мм,
в — для тарелок обратных клапанов и задвижек;
 1 — притир, 2 — направляющий стакан;
 3 — клапан

ражением обрабатываемой поверхности (рис. 4.90) и определяет точность поверхности обрабатываемой детали. В связи с тем, что форма притира непрерывно изменяется в процессе доводки, притир должен быть достаточно жестким и незначительно изнашиваться под действием паст.

Для притирки и доводки применяют абразивные — (табл. 4.36) или алмазные пасты (табл. 4.37). Алмазная паста выпускается в тубиках трех концентраций: нормальной, повышенной и высокой. К условному обозначению пасты добавляется соответствующая буква (например, АП14Н, АП14П, АП14В). Для притирки арматуры применяют пасту повышенной и нормальной концентрации. Применением алмазных паст можно достичь следующих классов точности обработки:

Паста	АП40—АП20	АП28—АП4	АП20—АП17	АП10—АП3	АП5—АП1
Класс точности	9—10	10—11	11—12	12—13	13—14

Для ручной притирки абразивные пасты перед употреблением разбавляют составом из 65 % веретенного масла и 35 % керосина, а для притирки на станках и для доводки — составом из 40 % веретенного масла, 40 % керосина, 10 % зеленого мыла и 10 % графита. Консистенция разбавленных паст при ручной притирке должна быть густой, а при притирке на станках — жидкой. Для доводки применяют также пасты ГОИ (Государственного оптического института) — табл. 4.38.

Для более эффективной обработки уплотнительных поверхностей арматуры вместо обычных паст, изготовленных из электрокорунда и карбида углерода, часто используются эльборовые пасты, что при той же зернистости позволяет повысить производительность обработки уплотнительных поверхностей арматуры в два-три раза. Стойкость эльборовых паст при одинаковых технологических условиях обработки уплотнительных поверхностей в полтора-два раза выше, чем паст, выполненных из синтетических алмазов, и в три-пять раз выше, чем обычных абразивных паст.

Перед началом притирки рабочую поверхность притира и притираемую поверхность арматуры промывают бензином и насухо вытирают чистой тряпкой. Затем на рабочую поверхность притира или на притираемую поверхность наносят тонким слоем пасту. Чрезмерно большое количество пасты будет препятствовать соприкосновению трущихся поверхностей и снижать производительность притирки или доводки.

так как в этом случае зерна абразивного порошка, не будучи вдавлены в мягкий металл притира, будут царапать и ту и другую поверхности, что не обеспечит получения требуемой чистоты обработки. На чистоту притираемой поверхности существенно влияют свойства притирочных материалов и их зернистость, сила давления на деталь и материал притира.

Для окончательной обработки производится доводка уплотнительных поверхностей при помощи специальных паст.

Если во время притирки абразивным порошком происходит резание металла зернами абразива, то при доводке с применением паст происходит еще и химическое воздействие пасты на металл. Под влиянием олеиновой кислоты, входящей в состав пасты, на обрабатываемой поверхности образуются пленки окислов. При движении притира пленки окислов на возвышенных местах стираются абразивным материалом (окисью хрома), обнажившаяся поверхность металла вновь окисляется и образовавшаяся пленка вновь снимается притиром и т. д. В результате этого неровности на уплотнительной поверхности постепенно стираются.

В технологии доводки, кроме паст, значительную роль играют притиры. Форма притира является зеркальным от-

Таблица 4.36

Назначение и состав абразивных паст

Материал притираемой детали	Для грубой (предварительной) притирки		Для тонкой (окончательной) притирки		Для доводки	
	Состав	Количество, % (по весу)	Состав	Количество, % (по весу)	Состав	Количество, % (по весу)
Азотированные детали, твердые сплавы и закаленные детали с твердостью 60 ед. по Роквеллу	Карбид бора с зернистостью 120—180	60	Карбид бора с зернистостью 280—320 (зеленый карбид кремния)	60	Зеленый карбид кремния (экстра) с зернистостью М7 или М10	70
	Вазелин технический (таволот, солидол)	38	Вазелин технический (таволот, солидол)	38	Парафин	28
	Парафин	2	Парафин (стеарин)	2	Олеиновая кислота	2
Детали, наплавленные стеллитом или другими сплавами, с твердостью 45—58 ед. по Роквеллу	Зеленый карбид кремния с зернистостью 120—180 (черный карбид кремния)	60	Оксид хрома с зернистостью 280—320	70	Оксид хрома с зернистостью М7 или М10	70
	Парафин (стеарин)	35	Стеарин	28	Парафин (стеарин)	28
	Олеиновая кислота	5	Олеиновая кислота	2	Олеиновая кислота	2
Детали из стали марок ЭИ69, ЭИ20, 3Х13, ЭИ257; неазотированные детали из стали марки 38ХМЮА; детали, наплавленные аустенитной сталью, и из стали ЭЯ3с; чугуны, бронзы и латуни	Электрокорунд белый с зернистостью 120—180 (электрокорунд нормальный, наждак)	60	Оксид хрома с зернистостью 280—320	60	Оксид хрома с зернистостью М7 или М5	60
	Стеарин	35	Парафин (стеарин)	35	Парафин (стеарин)	35
	Олеиновая кислота	5	Олеиновая кислота	5	Олеиновая кислота	5

Примечание. Для притирки уплотнительных поверхностей деталей из латуни, бронзы и чугуна применяется также толченное стекло, смешанное с машинным маслом.

Таблица 4.37

Алмазные пасты, выпускаемые опытным заводом Института твердых сплавов

Условное обозначение алмазной пасты	Размер зерна основной фракции, мк	Условная окраска упаковки	Условное название группы
АП-100	100—80	Красная с черной полоской	Крупная
АП-80	80—60	Красная с серой полоской	
АП-60	60—40	Красная с белой полоской	
АП-40	40—28	Зеленая с черной полоской	Средняя
АП-28	28—20	Зеленая с серой полоской	
АП-20	20—14	Зеленая с белой полоской	
АП-14	14—10	Голубая с черной полоской	Мелкая
АП-10	10—7	Голубая с серой полоской	
АП-7	7—5	Голубая с белой полоской	
АП-5	5—3	Желтая с черной полоской	Тонкая
АП-3	3—1	Желтая с серой полоской	
АП-1	1 и мельче	Желтая с белой полоской	

Таблица 4.38

Сорта пасты ГОИ

Характеристика	Сорт пасты		
	Тонкая	Средняя	Грубая
Качество поверхности после обработки	Зеркальное	Полузеркальное	Матовое без отдельных резких царапин
Цвет пасты	Светло-зеленый	Темно-зеленый	Темно-зеленый, почти черный
Диаметр цилиндра пасты, мм	20	25	35
Высота цилиндра, мм	48—50	48—52	48—52
Состав пасты, %:			
окись хрома	70—75	75—80	81—86
стеарин и растопленный жир	28—32	25—18	17—12
силикагель	2	До 2	До 2

В процессе притирки или доводки притир должен совершать комбинированное движение с нажимом. Нажим притира на притираемую поверхность не должен превышать 0,15 МПа при грубой притирке, около 0,1 МПа — при средней притирке и 0,05 МПа — при тонкой притирке и доводке.

После наложения на притираемую поверхность притир вращают шесть-семь раз по дуге вправо и влево на угол 90°, затем поворачивают на угол 180° и вновь вращают шесть-семь раз влево и вправо по дуге на угол 90°. Такое поворачивание притира повторяют пять-восемь раз, затем обе поверхности промывают бензином, насухо вытирают и оценивают результат притирки. При

неудовлетворительных результатах вновь наносят абразивную пасту и продолжают притирку до получения ровной поверхности уплотнительного кольца. Затем переходят к средней или тонкой притирке. Если дефекты уплотнительных поверхностей небольшие, грубую и среднюю притирки можно не производить. По окончании притирки производится доводка по той же технологии, что и притирка.

Для грубой, средней и тонкой притирок и для доводки нужно применять разные притиры, так как если, например, для доводки применить притир, которым производилась грубая притирка, то абразивный материал заполнит углубления, оставшиеся в притире от зерен крупного абразивного порошка, и работа будет выполняться непроизводительно. По окончании притирки и доводки уплотнительная поверхность должна быть совершенно одинаково блестящей, не иметь местных отблесков, рисок и штрихов. По кромкам уплотнительной поверхности не должно быть завалов.

Чистота уплотнительной поверхности должна быть не ниже 10—12 класса. Качество притирки проверяют в процессе выполнения этой работы «на карандаш» или «на масло», а после сборки арматуры — гидравлическим испытанием на герметичность.

При проверке «на карандаш» протирают начисто уплотнительные поверхности и на одной из них, наиболее удобной для осмотра, наносят поперек кольца риски мягким черным карандашом (рис. 4.91). Накладывают одну уплотнительную поверхность на другую и, слегка нажимая, поворачивают шесть-восемь раз влево и вправо на угол 3—5°. Поднимают клапан (или тарелку) и осматривают его: если все штрихи будут стерты по всей ширине кольца, то прилегание плотное; если же все штрихи стерты только посередине их длины, то это значит, что края уплотнительных колец завалены (рис. 4.91, б), а если все штрихи стерты по краям (рис. 4.91, в) — излишне выбран металл по средней части уплотнительного кольца. При контроле «на масло» уплотнительные поверхности чисто вытирают и наносят на них тонкий слой машинного масла. Поворачивают с легким нажимом одну уплотнительную поверхность относительно другой 10—12 раз вправо и влево на угол 3—5°, вытирают кольца и тщательно просматривают на свет. При хорошей притирке поверхность кольца должна иметь совершенно одинаковый блеск, на ней не должно быть отдельных блестящих пятен, полосок, штрихов и т. д.

При применении паст из эльбора следует учитывать некоторые технологические особенности.

1. Притирку и доводку пастами и порошками из эльбора следует применять там, где требуется высокая чистота уплотнительной поверхности (в пределах 10—14-го классов).

Пастами обрабатываются детали из чугуна, труднообрабатываемых сталей, цветных металлов и жаропрочных, нержавеющих, ванадиевых, титановых, кобальтовых сплавов и других металлов. Притирку пастами из эльбора в первую очередь следует производить для уплотнительных поверхностей деталей запорных органов главных запорных задвижек, главного и импульсного предохранительных клапанов, деталей регулирующих и запорно-дрессельных клапанов.

2. Процесс абразивного резания сочетается с химическим воздействием состава паст на притираемую поверхность. Микрорезание ведется свободным зерном — карбидами, вошедшими в состав пасты.

В процессе трения при радиальном давлении поверхности притира на обрабатываемую поверхность детали зерна вдавливаются в более мягкую поверхность притира и снимают с обрабатываемой поверхности тончайшую стружку. Химическое воздействие паст объясняется наличием в пасте олеиновой кислоты и других элементов, образующих на обрабатываемой поверхности вместо прочной окисной пленки более мягкую пленку, которая легко снимается с поверхности уплотняющих гребешков, чем обеспечивается высокая чистота и производительность притирки.

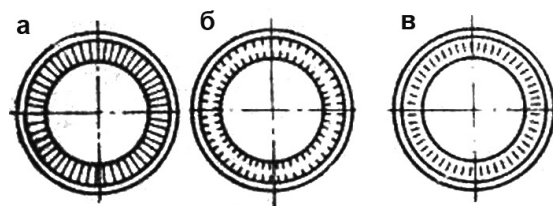


Рис. 4.91. Проверка уплотнительной поверхности арматуры «на карандаш»: а — риски, нанесенные карандашом до проверки, б и в — риски, оставшиеся после проверки при некачественной притирке

3. Пасты из эльбора выпускаются массой 10, 25, 50 и 100 г различной зернистости (ЛМ40, ЛМ28, ЛМ20, ЛМ14, ЛМ10, ЛМ7, ЛМ5, ЛМ3, ЛМ1⁵). Норма зернового состава микропорошков соответствует ГОСТ 9206—59.

4. Пасты из эльбора различаются по концентрации (В — высокая, С — средняя, Н — низкая, П — повышенная) и консистенции (Т — твердая, Г — густая, М — мазеобразная, Ж — жидкая).

Концентрация паст зависит от твердости обрабатываемого материала. Концентрация должна быть тем выше, чем крупнее эльборовый порошок и тверже обрабатываемый материал. Чем мельче зернистость порошка и мягче обрабатываемый материал, тем меньше должна быть концентрация эльбора в пасте. Чем меньше размер зерна, тем большее количество их содержится в одном карате и больше их суммарная поверхность. Для того чтобы каждое зерно совершало определенную работу и имело равномерный слой смазки, необходимо с уменьшением зернистости порошка, а следовательно, с увеличением суммарной поверхности зерен уменьшать концентрацию (по весу) эльборового порошка, увеличивать количество других компонентов (жиров, стеарина) и наоборот.

5. Притирка и доводка уплотнительных поверхностей деталей из различных материалов (закаленных легированных сталей, твердых сплавов и др.) производится специально приготовленными пастами из эльбора следующего состава, %:

Паста 1		Паста 2	
Олеиновая кислота	— 27	Стеарин	— 60
Растительный жир	— 18	Технический вазелин	— 34
Стеарин	— 33	Костное масло	— 1,5
Костное масло	— 14	Керосин	— 0,5
Порошок из эльбора	— 8	Порошок из эльбора	— 4

Можно применять смесь, состоящую из одного карата эльборового порошка и 12—15 капель оливкового масла.

6. Оптимальные режимы доводки и притирки пастами из эльбора обеспечивают необходимую производительность обработки и требуемую чистоту обработанной поверхности.

При выборе режимов обработки при операциях доводки следует руководствоваться следующими результатами экспериментальных данных: наилучшие результаты по съему металла и чистоте обработанной поверхности обеспечивает паста из эльбора, приготовленная по рецептам № 1 и 2. При применении пасты из эльбора зернистостью ЛМ5 чистота обработанной поверхности стальных закаленных деталей повышается до 12-го класса.

7. Скорость обработки при доводке должна быть в пределах 50—60 м/мин. Дальнейшее увеличение скорости хотя и увеличивает съем металла, но снижает чистоту обработанной поверхности и точность геометрической формы. При доводке расход эльбора на снятие 1 см³ металла составляет 0,009 карата.

8. Производительность обработки при проведении доводочных и полировочных операций прямо пропорциональна величине зерна микропорошка и увеличивается с ее ростом, чистота обработанной поверхности снижается при применении паст с более крупным зерном. Зернистость пасты следует выбирать исходя из требуемой чистоты обработанной поверхности, постепенно переходя от пасты с крупным зерном к более мелкозернистой пасте (табл. 4.39).

Пасту наносят на притир или обрабатываемую деталь тонким слоем. При переходе от обработки поверхности крупнозернистой пастой на обработку мелкозернистой или от абразивной доводки на доводку пастами из эльбора необходимо тщательно очистить и промыть обрабатываемые детали и притиры керосином и бензином, или водой, в зависимости от состава применяемой пасты. Наиболее эффективно применение паст из эльбора при механизации процессов доводки и притирки.

⁵ При обозначении эльбора, в отличие от натуральных алмазов, введена буква Л. Например, ЛМ — эльбор в виде микропорошка. Цифры, следующие за буквами, указывают минимальный размер зерен основных фракций в сотых долях миллиметра.

Таблица 4.39

Рекомендуемая зернистость пасты в зависимости от чистоты поверхности

Зернистость паст из эльбора	Операция доводки	Консистенция	Снимаемый припуск, мм	Рекомендуемый материал притира	Получаемая чистота поверхности, класс
ЛМ40 ЛМ28 ЛМ20	Предварительная	Густая мазеобразная	0,05—0,02	Чугун, сталь	8—9
ЛМ14 ЛМ10 ЛМ7	Чистовая	Мазеобразная	0,02—0,01 0,02—0,01	Чугун, цветные металлы	10—11
ЛМ6 ЛМ3 ЛМ1	Окончательная	Жидкая мазеобразная	0,01—0,005	Чугун	12—13

Уплотнительные поверхности на арматуре большого диаметра и на фланцах удобнее обрабатывать шабрением. Шабровка обычно выполняется вручную и заключается в срезании с уплотняющих поверхностей тонкой стружки шабером. При нормальном давлении шабер обычно снимает стружку толщиной 10—30 мк. Места, которые надо снимать шабером, выявляют по контрольной плите. Шабруют сначала места, с которых стерлась краска при проверке на проверочной плите. С помощью шабровки можно пригнать поверхности с точностью до 5 мк.

Осмотр и набивка сальника. Надежность работы сальников арматуры зависит от правильности выбора материала для набивки, состояния поверхности шпинделя и правильности набивки сальника. Если своевременно не устранить утечку среды через сальник, произойдет механический износ шпинделя или втулки сальника. Технические характеристики и область применения различных типов набивки сальников приводятся в табл. 4.40.

Для замены сальниковой набивки сальник разбирают в следующем порядке: отвертывают гайки со шпилек грундбуксы, снимают нажимную планку, грундбуксу, удаляют сальниковую набивку, снимают кольца.

При осмотре сальника нужно проверить состояние шпинделя. Он должен быть цилиндрической формы, не иметь искривлений и ржавчины на поверхности. Его поверхность должна быть зеркально чистой. Для арматуры высокого давления допускается:

конусность цилиндрической части шпинделя не более 0,02 мм на 100 мм длины;

овальность не более 0,05 мм на всей длине;

кривизна не более 0,05 мм на 100 мм длины.

Чистота поверхности шпинделя должна соответствовать 10-му классу по ГОСТ 2789—73.

При наличии неглубоких вмятин и задиров, не превышающих глубины азотированного слоя, поверхность шпинделя зачищается на токарном станке мелкой наждачной бумагой. При более глубоких дефектах производят проточку и полировку шпинделя с последующим нанесением антикоррозионного покрытия.

На внутренней поверхности кольца сальника, втулки сальника и втулки крышки не должно быть натиров и вмятин. Если эти дефекты имеются, нужно произвести зачистку поверхностей, но с таким расчетом, чтобы зазоры между ними и шпинделем не вышли за пределы допусков.

В арматуре, работающей в условиях высоких температур, для уменьшения трения в сальнике величина зазоров между шпинделем и грундбуксой и между шпинделем и сальниковым кольцом не должна превышать 0,25—0,35 мм на сторону.

Таблица 4.40

Сальниковые уплотнения арматуры

Марка набивки	Наименование набивки	Техническая характеристика			Среда, область применения
		Размеры, мм (стороны квадрата или прямоугольника, кольца)	Максимально допустимое давление среды, МПа	Температура среды, °С	
А. Набивки сальниковые асбестовые плетеные					
АП	Набивка асбестовая пропитанная сквозного плетения, квадратная	4, 5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28	4,5	От +100 до +300	Воздух, топливо нефтяное, нефтепродукты
АГ-1	Набивка асбестовая проклеенная с графитом сквозного плетения, квадратная	4, 5, 6, 8, 10, 13	35 20	565 От +100 до +260	Пар Вода, воздух, инертные газы, аммиак, органические растворители
	Набивка асбестовая проклеенная с графитом с однослойным плетением сердечника, квадратная	16, 19, 23	30	От -70 до +140	Аммиак жидкий и газообразный
	Набивка асбестовая проклеенная с графитом с многослойным плетением сердечника, квадратная	16, 19, 23	30	От -70 до +140	Аммиак жидкий и газообразный
Набивки с проволокой					
АПР	Набивка асбестопроволочная сквозного плетения, квадратная	5, 6, 8, 10, 13	4,5	От +100 до +300	Промышленная вода, нефтепродукты, слабокислые масла
	Набивка асбестопроволочная с многослойным плетением сердечника, квадратная	13, 16, 18, 22, 25, 28, 32, 35, 38, 42, 45, 50	4,5	От +100 до +300	Промышленная вода, нефтепродукты, слабокислые масла
АГ-50	Набивка асбографитовая, кольцами	8,8×5×6,5; 24×14×5; 32×20×6; 42×26×8; 46×30×8; 52×32×10; 52×36×8; 52×40×6	25,5	+565	Пар
АПРПП	Набивка асбестопроволочная прорезиненная, пропитанная антифрикционным составом, сквозного плетения, квадратная	3, 4, 5, 6	90	+200	Нефтепродукты, нефтяные газы, пар насыщенный и перегретый. Вода перегретая. Слабые органические кислоты, щелочи

АПРПШ	Набивка асбестопроволочная прорезиненная, пропитанная антифрикционным составом, сквозного плетения, прямоугольная	6×8, 8×10, 9×10, 10×12	90	+200	Нефтепродукты, нефтяные газы, пар насыщенный и перегретый. Вода перегретая. Слабые органические кислоты, щелочи
	Набивка асбестопроволочная прорезиненная, пропитанная антифрикционным составом, с однослойным плетением сердечника, квадратная	5, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18	90	+200	То же
	Набивка асбестопроволочная прорезиненная сухая, сквозного плетения, квадратная	3, 4, 5, 6	90	+450	—«—
	Набивка асбестопроволочная прорезиненная сухая, сквозного плетения, прямоугольная	6×8, 8×10, 9×10, 10×12	90	+450	—«—
	Набивка асбестопроволочная прорезиненная сухая, с однослойным плетением сердечника, квадратная	5, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18	90	+450	Слабокислотные растворы, газы и агрессивные пары
	Набивка асбестовая пропитанная с многослойным плетением сердечника, квадратная	8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28, 32, 35, 38, 42, 45, 50	90	+450	То же
<i>Набивки плетеные прорезиненные</i>					
АПШ	Набивка асбестовая прорезиненная, пропитанная, сквозного плетения, квадратная	3, 4, 5, 6	32,5	+200	Нефтепродукты, нефтяные газы, пар насыщенный и перегретый. Вода перегретая
	Набивка асбестовая прорезиненная, пропитанная, с однослойным плетением сердечника, квадратная	5, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18	32,5	+200	Слабые органические кислоты, жиры и щелочи, спирты

Продолжение табл. 4.40

Марка набивки	Наименование набивки	Техническая характеристика			Среда, область применения
		Размеры, мм (стороны квадрата или прямоугольника, кольца)	Максимально допустимое давление среды, МПа	Температура среды, °С	
АПП	Набивка асбестовая прорезиненная, пропитанная, с однослойным плетением сердечника, прямоугольная	6×8; 8×10; 9×10; 10×12; 55×44×5,5; 56×36×10; 60×40×10; 60×44×8; 62×36×13; 64×44×10; 6×8; 68×48×10; 70×48×11; 78×52×13; 86×60×13; 100×70×15; 104×72×16; 110×80×15; 120×100×10; 135×104×15,5; 160×135×12,5; 160×40×19; 170×140×15; 170×150×10; 200×170×15; 230×200×15; 50×210×20; 250×225×12,5; 290×260×15; 300×255×22,5; 300×270×15; 320×270×25; 360×305×27,5; 360×320×20; 400×340×30	32,5	+200	Слабые органические кислоты, жиры и щелочи, спирты
В. Набивки графитовые					
Графлекс	Кольца сальниковые: Графлекс-КГ Ф уплотнительные	Внутренний диаметр от 9 до 130 мм	До 40	От -250 до +560	Уплотнение штоков арматуры высокого давления
	Кольца сальниковые: Графлекс-КГ Ф армированные	Внутренний диаметр от 9 до 130 мм	До 40	От -250 до +560	Замыкающие кольца в комплект уплотнений штоков арматуры высокого давления
	Графлекс-КГН уплотнительные	Внутренний диаметр от 9 до 130 мм	До 40	От -250 до +560	Уплотнение штоков арматуры низкого давления, валов насосов
	Графлекс-КТУ уплотнительные	Внутренний диаметр от 10 до 440 мм	До 40	От -250 до +560	Уплотнение узлов газотурбинных двигателей, торцевые уплотнения центробежных насосов

Графлекс	Комплект колец для уплотнения крышка — корпус	Наружный диаметр от 120 до 420 мм	До 40	От -250 до +560	Уплотнение крышка — корпус арматуры и сосудов высокого давления
	Комплект колец поршня сервопривода	Наружный диаметр от 110 до 300 мм	До 40	От -250 до +560	Уплотнение поршня сервопривода главных предохранительных клапанов
	Графитовая лента Графлекс-ЛГФ	Толщина 0,5 и 0,6 мм, гофрированная	До 40	От -250 до +560	Изготовление прокладок «по месту», на фланцах, многослойной укладкой ленты
	Графитовый жгут Графлекс-НГФ	Сечения от 6×6 до 40×40 мм	До 40	От -250 до +560	Уплотнение штока арматуры низкого и среднего давления. Уплотнение вала центробежных насосов
	Лист Графлекс-ЛАРМ	Неармированный. Толщина от 2 до 5 мм; размер 600×600 и 600×1000 мм	До 40	От -250 до +560	Для изготовления фланцевых прокладок
		Армированный. Толщина 1, и 3 мм; размер 470×470, 470×600 и 470×1000 мм	До 40	От -250 до +560	Для изготовления фланцевых прокладок. Для изготовления прокладок двигателей
	Прокладки фланцевые: Графлекс-ППФ	Неармированные. Толщина от 2 до 15 мм. Наружный диаметр графитового уплотнителя от 10 до 1300 мм. Комплексация: стальными ограничителями сжатия — обтюрагорами	До 40	От -250 до +560	Фланцы трубопроводов, арматуры, сосудов
	Графлекс-ППФА	Армированные. Толщина 1,2 и 3 мм. Наружный диаметр от 10 до 600 мм	До 40	От -250 до +560	То же

Продолжение табл. 4.40

Марка набивки	Наименование набивки	Техническая характеристика			Среда, область применения
		Размеры, мм (стороны квадрата или прямоугольника, кольца)	Максимально допустимое давление среды, МПа	Температура среды, °С	
Графлекс	Графлекс-ПГФО	На стальном основании. Толщина от 3 до 12 мм. Наружный диаметр от 50 до 1700 мм	До 40	От -250 до +560	Фланцы трубопроводов, арматуры, сосудов
	Графлекс-ПГФЗ	Завальцованные. Толщина от 3 до 8 мм. Наружный диаметр от 600 до 1700 мм	До 40	От -250 до +560	Уплотнение главных разъемов ПЭН ТЭС с давлением от 10 до 38 МПа. Уплотнение фланцев сосудов под давлением до 10 МПа
	Графлекс-ПГФСН	Спирально-навивные. Толщина 3,2 и 4,5 мм. Наружный диаметр до 1200 мм	До 40	От -250 до +560	Фланцы трубопроводов, арматуры, сосудов
	ТЕГРАКС (3—97 %)	Композитный материал. Тефлон-Графлекс — содержание материала Графлекс варьируется от 3 до 97 %	До 40	От -250 до +560	Уплотнение в узлах, требующих малого трения при высоких скоростях и температурах
	Кольца графитовые уплотнительные КГУ (ТУ 38.314-25-3—91). Кольца армированные графитовые уплотнительные КАГУ (ТУ 38.314-25-6—91)	Наружный диаметр от 16 до 560 мм; внутренний диаметр от 8 до 500 мм; высота от 3 до 20 мм	До 40	От -250 до +560	Применяются взамен сальниковой набивки, прокладок из асбеста, асбографита, меди, никеля и др.
	Спирально навитые прокладки с графитовым наполнителем СНП (ТУ 38.314-25-8—91)	Высота каркаса, мм: 6,5; 4,5; 3,5; 2,5. Наружный диаметр, мм: 2500; 2000; 1000; 600. Внутренний диаметр, мм: 100; 20; 15; 15. Ширина поля, мм: 10—35; 5—35; 5—35; 5—35;	До 40	От -250 до +560	Применяются взамен прокладок из паронита, асбометалла, металла (зубчатых)

<i>С. Набивки салыковые неасбестовые плетеные</i> <i>Набивки сухие</i>					
ХБС	Набивка хлопчатобумажная сухая, сквозного плетения, квадратная	4, 5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28	20	+100	Воздух, минеральные масла, органические растворители, питьевая вода
	Набивка хлопчатобумажная сухая с однослойным плетением сердечника, квадратная	5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25	20	+100	То же
	Набивка хлопчатобумажная сухая с многослойным плетением сердечника, квадратная	8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28, 32, 35, 38, 42, 45, 50	20	+100	—«—
<i>Набивки пропитанные</i>					
ХБП	Набивка хлопчатобумажная пропитанная, сквозного плетения, квадратная	4, 5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28	20	+100	Воздух, инертные пары и газы, минеральные масла, углеводороды, нефтяное топливо, промышленная вода
	Набивка хлопчатобумажная пропитанная с однослойным плетением сердечника, квадратная	5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25	20	+100	То же
	Набивка хлопчатобумажная пропитанная с многослойным плетением сердечника, квадратная	8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28, 32, 35, 38, 42, 45, 50	20	+100	—«—
ПП	Набивка пенковая, пропитанная антифрикционным составом, сквозного плетения	4, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28	16	+100	Воздух, инертные пары и газы, смазочные масла, углеводороды, нефтяное темное топливо, промышленная вода, растворы щелочей, соленая вода

Окончание табл. 4.40

Марка набивки	Наименование набивки	Техническая характеристика			Среда, область применения
		Размеры, мм (стороны квадрата или прямоугольника, кольца)	Максимально допустимое давление среды, МПа	Температура среды, °С	
Набивки скатанные					
ХБР (ПХБ)	Набивка хлопчатобумажная прорезиненная, квадратная	8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28, 32, 35, 38, 42, 45, 50, 55, 60	20	+100	Промышленная вода
ХБРС, ПХБРС	Набивка хлопчатобумажная прорезиненная, с резиновым сердечником, квадратная	8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28, 32, 35, 38, 42, 45, 50, 55, 60	20	+100	Промышленная вода
АФВ, АСВ	Асбестовая, пропитанная суспензией фторопласта и консистентной смазкой с добавкой графита, квадратная	6, 7, 8, 10, 12, 13, 14, 15, 18, 19, 20, 22, 25	2	От +100 до +180	Щелочные среды любой концентрации
АФ	Асбестовая, пропитанная суспензией фторопласта — 4Д	3×5, 4×6, 6×8, 8×10, 10×12, 14×16, 16×18, 16×9, 20×22, 22×25	20	+260	Промышленная вода
			4	+250	Пар
D. Фторопластовые набивки					
	Фторопласт-4 в виде жгута и колец	8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28, 32, 35, 38, 42, 45, 50, 55, 60	6,4	От -250 до +200	Коррозионные среды

Если набивка пришла в негодность или не соответствует параметрам среды, ее заменяют. Перед укладкой новой набивки тщательно удаляют старую и очищают сальниковую камеру, грундбоксу и кольца сальника. К качеству материала набивки предъявляются высокие требования: она должна сохранять прочность при высоких температурах, быть эластичной, не оказывать коррозионного воздействия на поверхность шпинделя. Сальниковые набивки бывают трех видов: плетеные, скатанные и кольцевые. Кроме того, для сальников арматуры на высокие и сверхвысокие параметры применяются специальные набивки.

Плетеные набивки выполняются сквозного плетения квадратной формы, с одно- и многослойным оплетением сердечника, круглой или квадратной формы и, кроме того, подразделяются на набивки сухие и пропитанные антифрикционным составом.

Скатанные набивки — квадратной и круглой формы и представляют собой скатанный шнур из прорезиненной хлопчатобумажной, льняной, асбестовой или асбестометаллической ткани. Диаметр или сторона квадрата у плетеных набивок равна от 4 до 50 мм, у скатанных — от 8 до 70 мм.

Кольцевые набивки изготавливают в виде манжет — цельноскатанных или разрезных многослойных колец из прорезиненной хлопчатобумажной, льняной или прорезиненной асбестовой ткани.

Манжеты выпускаются с внутренним диаметром от 10 до 460 мм и сечением от 5×5 до 40×55 мм.

Для давлений среды до 1,0 МПа применяют набивку с однослойным оплетением сердечника, для давлений от 1,0 до 6,4 МПа — с многослойным оплетением, а при давлениях свыше 6,4 МПа применяют набивку сквозного плетения.

Набивка сальников в запорных вентилях и задвижках производится при шпинделе, поднятом и отцентрированном по верхнему уплотнению в крышке, а у регулирующих и дроссельных вентилей — при полностью опущенном шпинделе, отцентрированном по седлу. Для набивки сальника берут шнур квадратного сечения с таким расчетом, чтобы его толщина несколько превышала величину зазора между шпинделем и стенкой сальниковой камеры. В случае применения шнура круглого сечения ему нужно придать форму квадрата.

Шнур натирается чешуйчатым серебристым графитом, наматывается вплотную кольцами на цилиндрической оправке, имеющей диаметр, равный диаметру шпинделя, и разрезается под углом к оси оправки (рис. 4.92, а). Полученные кольца будут иметь косой срез под углом 45°. Кольца укладываются в сальниковую камеру замками вразбежку. Укладка целого шнура навивкой его на шпиндель не допускается, так как вдоль шнура будет просачиваться среда.

В арматуре высокого давления после каждого кольца набивки насыпается слой сухого чешуйчатого графита высотой, равной толщине набивки (рис. 4.92, б). Графит значительно уменьшает силу трения при вращении шпинделя, не впитывает влагу и не выгорает при высоких температурах. К недостаткам графита относится его способность разъедать шпиндели из некоторых марок сталей при длительном хранении. Поэтому набивку сальников целесообразно производить непосредственно перед установкой арматуры на место. Нельзя применять обычный черный графит порошкообразной структуры, так как он под воздействием высокого давления и температуры в присутствии водяного пара спекается и превращается в твердую массу, не обладающую эластичностью и смазывающими свойствами. В случае горизонтального положения шпинделя на месте установки задвижки для удобства введения графитовой прослойки в сальниковую камеру графит смешивают с водой до тестообразного состояния.

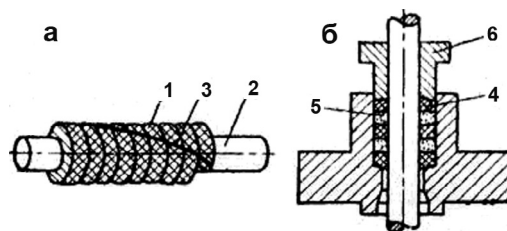


Рис. 4.92. Набивка сальника:

а — разрезка сальникового шнура, б — укладка набивки в сальнике арматуры; 1 — сальниковый шнур, 2 — стержень, 3 — линия реза, 4 — кольцо, 5 — графит, 6 — разрезная втулка

После укладки двух — трех колец при набивке с прослойками графита начинают уплотнять кольца при помощи специальной разрезной втулки, через нее передается нажим на сальник. Особое внимание обращается на уплотнение нижних колец, так как при плохом выполнении этой операции они быстро разрыхляются под воздействием рабочей среды. Для облегчения открытия и закрытия арматуры, исключения возможности повреждения шпинделя в арматуре с электроприводом и во избежание чрезмерного зажатия шпинделя при обтяжке сальника его несколько раз поворачивают.

При набивке сальников следят, чтобы не было перекоса нажимной втулки или грундбуксы. Отсутствие перекоса проверяют по величине зазора между шпинделем и отверстием в грундбуксе или по расстоянию от выступа грундбуксы до крышки арматуры. При перекосе грундбуксы на поверхности шпинделя могут образоваться риски, что приведет к негерметичности сальника.

Сальник набивают на полную высоту сальниковой камеры с таким расчетом, чтобы грундбукса входила в камеру на 3—5 мм и чтобы в процессе эксплуатации была возможность периодически подтягивать сальник. Окончательную регулировку затяжки сальника производят при пробном пуске, когда детали сальника прогреваются до рабочей температуры. В этом случае подтяжку сальника производят при полностью поднятом шпинделе для снятия давления в сальниковой камере. Имеющийся на шпинделе венчик прижимается к соответствующей выточке в крышке и закрывает проход среды в сальниковую камеру.

Если набивку сальника быстро не заменить после начала парения сальника, то пропуск среды будет быстро возрастать, что приведет к эрозии металла шпинделя и потребует его замены на новый.

В задвижках высокого давления часто наблюдаются случаи, когда сальник не удается подтянуть из-за того, что мала длина участка резьбы у болтов. Поэтому при техническом осмотре следует проверять длину участка резьбы на этих болтах и, если она окажется недостаточной, производить дополнительную нарезку болтов.

При ревизии арматуры необходимо также проверить состояние уплотнительных поверхностей под прокладку в корпусе и крышке. На них не должно быть забоин, раковин и других дефектов. При обнаружении дефектов уплотнительные поверхности шабруют, проверяя «по краске» чистоту обработки. Практически чистота считается достаточной, если при проверке по контрольной плите на 1 см² поверхности зеркала будет находиться одно пятно.

Все асбестосодержащие набивки, несмотря на некоторые положительные качества, такие как дешевизна и доступность АГ-50, низкая коррозионная активность АГИ, малый коэффициент трения АФТ, имеют один общий существенный недостаток — с течением времени под воздействием высокой температуры они твердеют и теряют массу при выгорании, что вызывает ослабление затяжки уплотнения и, как следствие, потерю герметичности узла уплотнений. Потеря массы асбестовых набивок требует и большого начального их объема, что приводит к увеличению глубины сальниковой камеры, габаритов и массы арматуры. Особенно большим недостатком набивок из асбестосодержащих материалов является то, что они вызывают коррозию штоков. Известно, что предпосылкой коррозии штоков является наличие в зазоре между штоком и набивкой электролита, одной из причин образования которого является переход в раствор некоторых компонентов асбестовых уплотнений с образованием катионов щелочных и щелочноземельных металлов и хлорид-, сульфат-, фосфат-анионов. Как отечественные, так и зарубежные исследователи не имеют единого мнения относительно определяющего фактора коррозионной активности асбестовых уплотнений. По мнению одних, желательно избавляться от коррозионно-агрессивных анионов, таких как Cl^- , SO_4^{2-} , PO_4^{3-} (инициаторов питтинговой коррозии), по мнению других, для предотвращения коррозии штоков необходимо применение уплотнительных материалов, не содержащих растворимые соединения щелочных и щелочноземельных металлов.

На ряде ТЭС в арматуре, работающей на питательной воде, для уплотнения штоков применяли набивки из *фторопласта*. Данный материал обладает высокой инертностью, стабильно-

стью свойств и хорошей уплотняющей способностью. Опыт эксплуатации показал, что применение фторопласта практически полностью исключает коррозию штоков, изготовленных из всех применяемых в этом случае марок сталей. Однако использование фторопласта ограничивается температурой среды, не превышающей 250 °С. Кроме того, такая особенность материала, как текучесть, даже при невысоких температурах накладывает более жесткие ограничения на зазоры между штоком и корпусом по сравнению с асбестом: Н9/д9 — для фторопласта и Н11/д11 — для асбеста, что исключает использование фторопласта для уплотнения изношенных штоков, повышает требования к изготовлению арматуры. Также немаловажным является тот факт, что, несмотря на массовое производство уплотнений из фторопласта, цена на них остается высокой.

С начала 1990-х годов началось применение для уплотнения соединений арматуры колец, изготовленных из *терморасширенного графита* (ТРГ). Опыт эксплуатации терморасширенного графита в качестве материала для уплотнения арматуры показал, что он наиболее полно отвечает требованиям обеспечения герметичности узлов арматуры, так как материал не выгорает, не стареет, не затвердевает, его свойства не изменяются в процессе длительной эксплуатации, мягкость и низкий коэффициент трения позволяют увеличить ресурс и межремонтный период, коррозионная активность уплотнений из ТРГ существенно ниже асбестовых. Его применение особенно эффективно в арматуре, эксплуатируемой при больших давлениях и температуре.

Для обеспечения надежной работы сальниковых соединений при применении набивок из терморасширенного графита необходимо соблюдать следующие требования.

- Для исключения коррозии шпинделей в качестве материала для их изготовления применять хромистые стали (14Х17Н2, 30Х13) или титановые сплавы. Шероховатость поверхности цилиндрической части шпинделя, соприкасающейся с уплотнением из ТРГ, должна быть не выше 0,32 мкм. Допуски цилиндричности штока — по 6-й степени точности.
- В сальниковую камеру следует укладывать четыре — пять колец из ТРГ. Зазоры между штоком, грундбуксой и шпинделем не должны превышать 0,02S на сторону (S — ширина сальникового кольца). Торцевые поверхности грундбуксы и подсальникового кольца не должны иметь скосов и фасок.
- Не допускается устанавливать в сальниковую камеру более шести уплотнительных колец, так как большое количество колец невозможно качественно обжать, а недожатые нижние кольца при перемещении шпинделя ослабляют усилие затяжки сальника, также могут вызывать электрохимическую коррозию. Для выполнения этого требования при применении уплотнений из ТРГ в арматуре старых выпусков, в которой глубина сальниковой камеры рассчитана на использование асбестосодержащих материалов, в сальниковую камеру следует установить новое подсальниковое кольцо. Высота кольца определяется как разность между глубиной сальниковой камеры и высотой пакета из пять — шесть сальниковых колец. При этом следует учесть необходимость заглубления грундбуксы в сальниковую камеру не менее чем на 3 мм.
- Уплотнение соединения корпуса с крышкой должно состоять из двух колец. Верхнее кольцо должно иметь один тарельчатый или два угловых obtюратора, нижнее кольцо устанавливается без obtюраторов. Для арматуры старых выпусков, высота сальниковой камеры которых рассчитывалась на установку четырех — шести асбестовых колец, при применении колец из ТРГ необходимо устанавливать подсальниковое кольцо.

Устранение дефектов. Арматура, в которой обнаружены трещины, раковины и свищи в корпусе, подлежит замене или ремонту.

Устранение дефектов в литых корпусах арматуры из перлитных сталей производится следующим образом. На необработанных поверхностях литых деталей не требуют исправления:

- чистые от земли, шлака и окалины раковины диаметром и глубиной залегания от 3 до 5 мм, но не более 10 % толщины стенки отливки;

- имеющие плавный переход к поверхности отливки поры, расположенные в виде сетки с размерами впадин и выступов (по высоте — глубине) до 5 % толщины стенки при протяженности не более 200 мм;
- местные выборки мелких поверхностных дефектов глубиной до 5 % от толщины стенки, но не более 5 мм;
- сглаженные шлифовальной машиной следы обработки пневмозубилом глубиной до 2 мм;
- следы дроби, образующиеся при дробеструйной обработке отливок.

Дефекты, превышающие приведенные нормы, устраняют заваркой. Технология ремонта включает:

- выборку дефектов механическим способом;
- контроль полноты удаления дефекта;
- заварку;
- термообработку;
- контроль качества ремонта.

Консервация деталей. Детали или узлы арматуры после ремонта подвергают консервации, если они не поступают сразу же на сборку. Консервации подвергаются также детали арматуры после их разборки, если они не отправляются сразу в ремонт.

Консервация заключается в том, что обработанную поверхность деталей покрывают масляным составом, хорошо предохраняющим от влияния окружающей среды. Консервирующий состав должен иметь меньшую вязкость в подогретом состоянии и высокую вязкость при нормальной температуре окружающей среды. Это обусловливается тем, что масляная смесь во время консервации должна проникать во все поры и шероховатости поверхности. После остывания смесь должна образовывать прочную защитную пленку.

Перед консервацией поверхность деталей арматуры должна быть очищена от грязи, пыли, ржавчины, жировых и прочих загрязнений, продуктов коррозии. Детали с неочищенной поверхностью консервации не подлежат. Выбор метода очистки поверхности определяется металлом, из которого изготовлена деталь, степенью загрязнения, габаритными размерами, характером механической обработки поверхности и наличием каких-либо постоянных покрытий (гальванических, химических). Консервация деталей должна производиться не позже чем через 2 ч после подготовки поверхности. Перед консервацией детали арматуры должны быть осмотрены. Детали с необезжиренными поверхностями и коррозионными поражениями к консервации не допускаются.

Консервация деталей должна производиться консистентными и жидкими смазками в зависимости от условий хранения.

4.7.4. Восстановление деталей арматуры

Основные требования. Материалы, применяемые при восстановлении деталей, должны соответствовать маркам, указанным в чертежах и спецификациях.

Легированные материалы, применяемые при восстановлении деталей арматуры при наличии сертификатов поставщика, должны подвергаться дополнительному испытанию в лаборатории ремонтного предприятия.

Комплекующие изделия, применяемые при ремонте пароводяной арматуры, должны соответствовать действующим государственным стандартам, техническим условиям и чертежам завода-изготовителя.

Размеры, допуски и степень чистоты поверхностей деталей пароводяной арматуры после восстановления должны соответствовать требованиям рабочих чертежей и руководящих указаний.

Овальность и конусность цилиндрических поверхностей, непараллельность плоскостей, радиальное биение, несимметричность при отсутствии специальных допусков на чертежах не должны превышать допусков на соответствующие размеры.

Профиль резьбы на деталях должен соответствовать требованиям ГОСТ 9150—81, ГОСТ 16093—81 и ГОСТ 6111—52. В резьбе не должно быть сорванных ниток, искаженного профиля, забоин, заусенцев. Резьба проверяется резьбовыми предельными калибрами. Вся резьба, за исключением наружной трапецеидальной, выполняется по 3-му классу точности, наружная трапецеидальная (для шпинделей) выполняется по классу 3X (ГОСТ 9562—81).

На шпинделях и шпильках не допускаются подрезы в местах выхода резца. Трапецеидальная резьба шпинделя и втулки шпинделя выполняется по классу чистоты $\nabla 5$ по ГОСТ 2789—59 ($R_a 16$).

При изготовлении рифленой прокладки не должно быть царапин или вмятин на поверхности притупленных гребешков.

Восстановление деталей, подлежащих наплавке, должно производиться согласно указаниям на чертежах деталей и в соответствии с действующей инструкцией по наплавке (выпуск ЦКБ, РК-47).

При разделке фасок и канавок для наплавки не должно быть острых углов и вертикальных стенок. Поверхность детали, предназначенной для наплавки, должна быть очищена от следов ржавчины, грязи и жира до металлического блеска.

После наплавки необходимо медленно охладить детали в ящике с песком (при наплавлении электродами ЦН-6 и ЦН-12) или вместе с печью (для электродов ЦН-2). Детали арматуры $D_y 150$ мм, наплавленные электродами ЦН-6, необходимо термообработать. Термическая обработка деталей должна производиться согласно указаниям на чертежах деталей и в соответствии с действующими инструкциями по термообработке. Результаты термообработки должны быть проверены на заготовках деталей или в процессе их механической обработки на твердость по Бринеллю или Роквеллу. Твердость деталей после термообработки должна соответствовать указаниям на чертежах.

Детали, подлежащие азотированию или химическому никелированию, должны быть изготовлены согласно указаниям на чертежах и в соответствии с инструкциями по азотированию и химическому никелированию.

Притирку уплотнительных поверхностей арматуры необходимо производить только специальными притирами. Не допускается притирка одной детали по другой. Поверхность под притирку должна соответствовать классу чистоты не ниже $\nabla 6$ по ГОСТ 2789—59 ($R_a 32$).

Технический контроль притертых уплотнительных (наплавленных) поверхностей должен осуществляться люминесцентным методом.

Детали арматуры из легированной стали, восстановленные и окончательно механически обработанные (после термообработки), перед сборкой должны подвергаться 100%-ному стило-скопическому контролю и проверке на твердость.

Все детали арматуры в процессе восстановления должны подвергаться пооперационному и окончательному техническому контролю на соответствие их чертежам и техническим условиям.

Заварка дефектов в литых деталях из стали марок 25Л, 20ГСЛ, 20ХМФЛ, 15Х1М1ФЛ. Перед заваркой необходимо тщательно обследовать литые корпуса арматуры с помощью как наружного осмотра, так и гамма-дефектоскопии. Результаты гамма-просвечивания необходимо фиксировать в специальном журнале.

Заварке подлежат следующие дефекты:

- поверхностные и сквозные трещины, заварка которых допускается на всем протяжении без ограничений;
- газовые и усадочные, поверхностные и сквозные раковины, имеющие местный характер;
- земляные и шлаковые включения, имеющие местный характер;
- усадочная и газовая пористость местного характера.

Отливки, имеющие дефекты в виде распространенной, не поддающейся удалению пористости, или дефекты, расположенные в местах, не позволяющих произвести качественную заварку, бракуются.

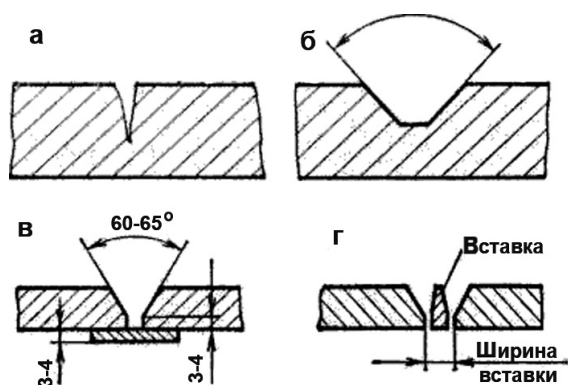


Рис. 4.93. Подготовка дефектных мест под заварку: а — до разделки, б — после разделки, в — разделка и подготовка сквозного порока под заварку, г — разделка и подготовка дефекта в утолщенных местах отливки

основании разделки шириной не менее 10 мм.

Дефекты литья выбирают полностью до здорового металла, сквозные трещины перед их выборкой засверливаются по концам.

Поверхности всех выборок и прилегающие к ним поверхности отливок шириной не менее 30 мм контролируют на полноту удаления дефектов цветной дефектоскопией или травлением.

Перед заваркой дефектов литья производят разделку дефектного места. Форма разделки должна обеспечивать доброкачественный и полный провар по всей поверхности (рис. 4.93). Стенки выбранных дефектов должны быть пологими, не иметь острых углов и углублений. Угол раскрытия разделки должен быть не менее 70° .

Заварку дефектов в отливках из стали 25Л производят с предварительным подогревом до температуры $300\text{--}400^\circ\text{C}$, из стали 15Х1М1ФЛ — до температуры $550\text{--}600^\circ\text{C}$.

Местный сопутствующий подогрев выполнять газовыми горелками. Заварку деталей из стали 15Х1М1ФЛ и 20ХМФЛ производить электродами марки ЦЛ-20М диаметром 4 мм, из стали 25Л и 20ГСЛ — электродами марки УОНИ-13/55 диаметром 4 мм, по возможности в нижнем или полувертикальном положении.

Наплавочные работы нужно производить так, чтобы каждый последующий валик перекрывал предыдущий не менее чем на $\frac{1}{3}$ ширины. После наложения каждого валика произвести тщательную очистку от шлака и металлических брызг зубилом и стальной щеткой. Максимальная ширина наплавки параллельными швами не должна превышать шести диаметров электродов. При заварке дефектов объемом более 150 см^3 с целью снижения сварочных напряжений сварные швы (валики) выполняют в различных направлениях.

Заварку дефектов в отливках производят в нижнем или полувертикальном положениях. Предварительный подогрев при заварке дефектов в отливках из стали марок 25Л и 20ГСЛ производят до температуры не ниже 200°C , если толщина стенки в месте выборки более 30 мм. Отливки из стали марок 20ХМФЛ и 15Х1М1ФЛ предварительно подогревают до температуры не ниже 350°C , если объем заварки одного дефекта более 50 см^3 или общий объем заварки всех дефектов более 100 см^3 . Указанная температура подогрева поддерживается в течение всего процесса сварки.

При сварке следят, чтобы каждый последующий шов перекрывал предыдущий не менее чем на $\frac{1}{3}$ ширины. Ремонт арматуры, имеющей сквозные дефекты, производят при возможности выполнения сварки с двух сторон. В этом случае после полного удаления дефекта производят заварку дефекта с наружной стороны с использованием стальной подкладки изнутри корпуса. Затем воздушно-дуговой или ацетиленокислородной резкой срезают подкладку и часть наплав-

Выборку дефектов производят абразивным инструментом или зубилами до здорового металла. Допускается для удаления дефектов (кроме трещин) применять ацетиленокислородную или воздушно-дуговую резку с последующей зачисткой места выборки абразивным инструментом. Перед огневой выборкой дефектов отливок из сталей 25Л и 20ГСЛ при толщине стенки более 40 мм требуется местный подогрев до 200°C , а для стали марок 20ХМФЛ и 15Х1М1ФЛ местный подогрев должен производиться до $250\text{--}300^\circ\text{C}$ независимо от толщины стенки. Подогрев осуществляют любым доступным способом, температуру подогрева контролируют термокарандашами. Поверхности металла в местах выборок должны иметь плавные переходы к основанию. Углы наклона кромок выполняют не менее 100° при овальном

ленного металла на глубину 5—10 мм. Зачищают место среза наждачным камнем до чистого металла и подваривают место выборки с обратной стороны. Для ремонтных заварок несквозных дефектов рекомендуются электроды в зависимости от марки стали отливки.

Ремонтную сварку выполняют без перерыва в работе. При вынужденном перерыве, если место заварки имеет температуру ниже 350 °С (для сталей 20ХМФЛ и 15Х1М1ФЛ), его подогревают до этой температуры и медленно охлаждают под слоем асбеста.

Охлаждение заваренных отливок производят на спокойном воздухе при объеме наплавленного металла не более 300 см³; при большем объеме наплавленного металла охлаждение отливок производят под слоем асбеста. Отливки из стали марок 25Л и 20ГСЛ, а также не имевшие сквозных выборок отливки стали марок 20ХМФЛ и 15Х1М1ФЛ, после ремонта сваркой подвергают отпуску при температурах от 630 до 750 °С, в зависимости от марки стали. Время выдержки для отпуска 5 ч — охлаждение с печью до 300 °С, а затем на спокойном воздухе.

Имевшие сквозные дефекты отливки из стали марки 20ХМФЛ подвергают нормализации при 960—980 °С с последующим отпуском при 710—740 °С, а из стали 15Х1М1ФЛ — нормализация при 1000—1030 °С и отпуску при 720—750 °С. Время выдержки для нормализации — 1 ч, для отпуска — 5 ч, охлаждение до 300 °С вместе с печью, а затем на спокойном воздухе.

Термообработка не обязательна:

- если объем отдельных заварок для всех сталей не превышает 50 см³;
- если объем всех заварок не превышает 100 см³;
- для сталей 25Л и 20ГСЛ при толщине стенки в месте заварки не более 30 мм.

Контроль качества ремонта производят путем внешнего осмотра, просвечивания проникающим изучением и гидравлического испытания. Внешнему осмотру подвергают все отремонтированные корпуса арматуры. По результатам внешнего осмотра оставляют без исправления отдельные поры с наибольшим линейным размером не более 4 мм, расположенные на расстоянии не менее 20 мм друг от друга, и отдельные шлаковые включения с максимальным линейным размером до 35 мм, но не более 10 % толщины стенки на расстоянии не менее 30 мм.

Все детали с заварками площадью более 300 см² подлежат 100%-ному контролю просвечиванием проникающим излучением. *Недопустимыми по результатам контроля просвечиванием проникающим излучением являются следующие дефекты:*

- трещины всех видов и направлений;
- отдельные раковины, шлаковые и земляные засоры, а также осевая рыхлость, если диаметр дефекта превышает 10 % толщины стенки при толщине стенки до 50 мм и 8 % — при толщине стенки более 50 мм;
- скопление раковин, пор, шлаковых включений, земляных засоров и рыхлот на концах патрубков шириной 100 мм, если их размеры в тангенциальном или осевом направлении превышают 5 мм, в радиальном — 3 мм, при расстоянии между ними менее 25 мм, а общее количество дефектов более четырех на длине 100 мм окружности;
- общее количество дефектов допустимых размеров свыше 20 при диаметре патрубка 300 мм и более, 10 при диаметре патрубка до 250 мм.

Сварочные работы должны выполняться электродами в соответствии с чертежами и технологическими указаниями на ремонт. Все сварочные материалы должны иметь сертификат. Перед использованием электроды прокалить при температуре 100—150 °С в течение 1 ч. Запрещается производить заварку дефектов на сквозняках и при отрицательной температуре окружающей среды. Заварку электродами УОНИ-13/55 и ЦЛ-20М вести на постоянном токе при обратной полярности и возможно более короткой дугой. Величина сварочного тока при заварке электродами разных марок приведена в табл. 4.41.

После заварки дефектных мест литые детали подвергают гидравлическому испытанию на прочность и гамма-просвечиванию. Результаты испытания фиксируют в специальном журнале.

Таблица 4.41

Величина сварочного тока, А

Диаметр электрода, мм	Марка электрода	
	УОНИ-13/55	ЦЛ-20М
4	130—150	140—170
5	170—200	180—210
6	210—240	—

Наплавка уплотнительных поверхностей деталей арматуры. Эффективным направлением повышения долговечности деталей арматуры является износостойкая наплавка.

Для правильного выбора метода наплавки и наплавочного материала необходимо предварительно произвести оценку вариантов. При этом следует учитывать форму детали, условия работы, степень износа и материал детали.

Сплавы для наплавки уплотнительных поверхностей должны обладать следующими свойствами:

- стойкостью против задираания при температурах до 600 °С и удельных давлениях 100—130 МПа;
- достаточно высокой твердостью при рабочих температурах;
- стойкостью против образования трещин при резких изменениях температуры;
- коррозионной и эрозионной стойкостью в рабочей среде, не худшей, чем у стали 08Х18Н9Т;
- хорошей технологичностью.

Для наплавки уплотнительных поверхностей арматуры высоких параметров применяются сплавы на основе кобальта, никеля и железа. Кроме того, применяются наплавочные сплавы на основе кобальта, содержащие углерод, хром и вольфрам — стеллиты.

Кобальтовые сплавы, как правило, используются только для наиболее ответственной и тяжело нагруженной арматуры. В остальных случаях применяются сплавы на основе железа. Большинство их разработано на базе хромоникелевой аустенитной стали 1Х18Н9Т, обладающей высокой коррозионной и эрозионной стойкостью. При восстановлении арматуры в условиях электростанции и ремонтных предприятий широкое применение нашли наплавочные сплавы на железной основе системы Fe—Cr—Ni—Si. Нанесение сплавов на уплотнительные поверхности деталей арматуры в условиях электростанции и ремонтных предприятий производится только методом ручной электродуговой наплавки (электродами ЦН-6, ЦН-12).

Электродуговая наплавка электродами ЦН-2, ЦН-6, ЦН-12. Для наплавки уплотнительных поверхностей применяются электроды марки ЦН-6 (в модификациях ЦН-6М, ЦН-6Л) типа ЭН-0Х17Н7С512-30, ЦН-12 (в модификации ЦН-12М) типа ЭН-1Х16Н8М6М5Г4, ЦН-2 типа ЭА-1М2Ф по ГОСТ 10052-75 и ГОСТ 9466—75.

Качество и основные характеристики электродов должны быть подтверждены сертификатом завода-изготовителя.

Детали, предназначенные для наплавки уплотнительных поверхностей, должны быть проверены по размерам заготовок, указанным на чертеже.

Наплавляемая поверхность детали должна быть очищена от следов ржавчины, грязи, жировых веществ до металлического блеска.

Разделка фасок и канавок должна исключить наличие острых углов, способствующих зашлакованию наплавки, и обеспечить доступ для нормального манипулирования электродом.

Перед наплавкой электроды необходимо в течение 1 ч прокалить при температуре 100—150 °С. Детали перед наплавкой необходимо нагревать до температуры, указанной в табл. 4.42.

Таблица 4.42

Режимы нагрева деталей арматуры при наплавке

Марка электрода	Марка стали основного металла	Температура подогрева, °С
ЦН-6М(ЦН-6Л), ЦТ-1	12Х1МФ, 15Х1ОДФ, 20ХМФЛ, 25Х2МФЛ, 38ХВФЮ	300
ЦН-6М (ЦН-6Л)	20, 25, 25Л	250—350
ЦН-6М (ЦН-6Л)	20ГСМ, 0Х18Н10Т, Х18Н9Т	Без подогрева
ЦН-2	Х18Н9Т, ЭИ-612, ЭИ-695Р, 12Х1МФ	700
ЦН-12М	12Х1МФ, 15ХМ1Ф, 25Х1МФ	700

Примечание. Для электрода марки ЦН-12М температура детали в конце наплавки должна быть не менее 500 °С.

Таблица 4.43

Режимы наплавки

Диаметр электрода, мм	Марка электрода		
	ЦН-М2	ЦН-6М (ЦН-6Л) ЦТ-1	ЦН-12(ЦН-12М)
	Сила сварочного тока, А		
3	—	—	80—110
4	120—140	110—130	120—140
5	180—200	180—200	180—230
6	220—240	—	—

При выполнении наплавки электродами ЦН-6 (ЦН-6Л) и ЦТ-1 предварительный подогрев следует исключить, если он не требуется для основного металла. При выполнении наплавки электродами ЦН-2 подслоя накладывается электродами типа ЭА-2 без подогрева.

Подслоя под наплавку электродами ЦН-12 (ЦН-12М) допустимо наносить без предварительного подогрева, после чего деталь подогревается до необходимой температуры.

Перед наплавкой детали следует установить таким образом, чтобы наплавляемый участок находился в горизонтальном положении. Наплавка производится на постоянном токе обратной полярности. Сила тока устанавливается в зависимости от диаметра электрода (табл. 4.43). Напряжение на дуге должно быть 24—26 В.

Глубина расплавления основного металла должна быть минимальной, для чего наплавку первого слоя рекомендуется производить на минимально допустимом сварочном токе.

Для уменьшения внутренних напряжений наплавку следует производить не менее чем в четыре слоя высотой не более 2—4 мм (кроме наплавки, выполняемых данным способом); при наплавке деталей арматуры $D_y \geq 150$ каждый слой наплавляется в четыре участка обратным ступенчатым методом. Участки верхнего слоя начинаются с середины участков нижнего слоя и наплавку ведут в направлении, противоположном нижнему слою.

Наплавку рекомендуется производить минимально короткой дугой. Ширина накладываемого валика должна быть не более $6D$ (где D — диаметр электрода). Перекрытие одного валика другим должно составлять от $1/8$ до $1/2$ его ширины.

При замене электродов или при обрыве дуги перед началом дальнейшей наплавки кратер необходимо зачистить от шлака.

Высота наплавки (перед их механической обработкой) должна быть в случае применения электродов ЦН-6М (ЦН-6Л) не менее 10 мм, электродов ЦН-2 и ЦН-12 (ЦН-12М) — не менее 8 мм, считая от подслоя.

Высота слоя наплавленного металла после его механической обработки должна быть не менее 6 мм — в случае наплавки электродами ЦН-2 и ЦН-12 (ЦН-12М) и не менее 8 мм — для наплавки электродами ЦН-6М (ЦН-6Л).

При наплавке поверхностей на дне глухих отверстий диаметром до 40 мм следует применять ванный способ, увеличивая при этом указанный в табл. 4.43 сварочный ток на 20 %.

Наплавленные детали термообработываются по следующим режимам:

- При наплавке на перлитные стали — нагрев до $(725 \pm 25)^\circ\text{C}$, выдержка не менее 1 ч, охлаждение с печью до температуры не выше 300°C , далее на спокойном воздухе.
- При наплавке на аустенитные стали — нагрев до $800\text{—}900^\circ\text{C}$, выдержка не менее 1 ч, охлаждение с печью до температуры не выше 300°C , далее на спокойном воздухе.

Допускается не проводить термообработку деталей с $D_y \leq 150$ мм, наплавленных электродами ЦН-2 и ЦН-6М (ЦН-6Л), охлажденных после наплавки под слоем сухого песка.

Термообработка (с загрузкой в печь, нагретую до температуры не ниже 500°C) деталей арматуры $D_y \geq 150$ мм, наплавленных электродами ЦН-12 (ЦН-12М) и ЦН-2, производится непосредственно после наплавки, не допуская остывания наплавленной детали ниже 500°C .

Детали арматуры $D_y < 150$ мм, наплавленные электродами ЦН-12 (ЦН-12М), а также детали арматуры $D_y > 150$ мм, наплавленные электродами ЦН-6М (ЦН-6Л), могут термообработываться как непосредственно после наплавки, так и после замедленного остывания их под слоем сухого песка, а при последующей термообработке они должны загружаться в печь с температурой не выше 300°C .

Контроль качества выполненных наплавки включает:

- внешний осмотр и измерение габаритных размеров наплавки на детали;
- определение сплошности обработанной поверхности наплавки;
- измерение твердости наплавки;
- люминесцентный контроль.

По результатам внешнего осмотра и измерений габаритных размеров наплавленных деталей до механической обработки отбраковываются детали с наплавками, имеющими грубые дефекты (поры, раковины, трещины, шлаковые включения).

Плазменная наплавка. Для уплотнительных поверхностей тарелок и седел арматуры применяется плазменная наплавка хромоникелевыми сплавами, легированными бором и кремнием.

Плазменную наплавку порошковыми материалами (ПГ-ХН80СР2-42 или ПГ-ХН80СР2-48) выполняют горелкой комбинированного типа, в которой одновременно горят две дуги: одна — между неплавящимся вольфрамовым электродом и стабилизирующим соплом (косвенная дуга) и другая — между тем же электродом и изделием (дуга прямого действия). Косвенная дуга обеспечивает устойчивую работу горелки и нагревает порошок, дуга прямого действия нагревает поверхность изделия и сплавляет присадочный и основной металлы. Обе дуги имеют автономные источники питания, что позволяет управлять ими раздельно.

Присадочный порошок подается газом по гибкой трубке из питателя в плазменную горелку и через кольцевую щель между стабилизирующим и фокусирующим соплами вдувается в дугу. В зоне дуги порошок нагревается и плавится, и на поверхность изделия попадают уже капельки жидкого присадочного металла.

В плазменную горелку поступают три потока газа: центральный поток плазмообразующего газа, который защищает вольфрамовый электрод от окисления, стабилизирует и сжимает дугу (расход газа $1,0\text{—}2,5$ л/мин); транспортирующий поток, который подает присадочный порошок в горелку и вдувает его в дугу (расход газа $5\text{—}10$ л/мин); защитный поток (расход газа $10\text{—}20$ л/мин).

При наплавке деталей арматуры хромоникелевыми сплавами с бором и кремнием в качестве плазмообразующего транспортирующего и защитного газов используют чистый аргон марки А (ГОСТ 10157—62).

Технологические возможности плазменной наплавки с присадкой порошков очень широки. Наибольший практический интерес представляет собой нанесение этим способом тонких

слоев металла при незначительном расплавлении поверхности изделия. Минимальная высота однослойного валика 5—6 мм. Для получения широких валиков плазменной горелке сообщают поперечные колебания (за один проход можно наплавлять валики шириной до 60 мм).

Автоматическая наплавка под легирующим плавленно-керамическим флюсом. Для повышения качества и работоспособности наплавленных уплотнительных поверхностей используются технология и оборудование для автоматической наплавки деталей энергетической арматуры, изготавливаемых из малоуглеродистых и низколегированных теплоустойчивых сталей, а также из сталей аустенитного класса.

Наплавку выполняют за один проход с применением электродной проволоки или ленты марок Э11-654 (X18H12САТ) и Св-04Х19Н9С2 и легирующих плавленно-керамических флюсов типа ПКНЛ, обладающих высокой технологичностью. Эти флюсы в сочетании с указанной электродной проволокой или лентой обеспечивают получение плотного, хорошо формирующегося слоя твердого сплава типа Х13Н8С5М2ГТ твердостью HR_c 32—45.

Сплошность, однородность, химический состав и физико-механические свойства этого сплава (твердость, сопротивление задиранью в среде воды и пара высоких параметров, коррозионно-эрозионная стойкость) не уступают свойствам сплава, наплавленного методом многослойной ручной электродуговой наплавки электродами типа ЭН-08Х17Н7С512-30.

Технология наплавки электродной лентой обеспечивает более высокое качество облицовки по сравнению с металлом, наплавленным электродной проволокой. Из-за небольшого проплавления (0,8—1,2 мм) при наплавке электродной лентой можно получить необходимые эксплуатационные свойства (сопротивление износу при трении, коррозионную стойкость и пр.) в более тонком слое облицовки (4—6 мм), чем при наплавке, выполняемой электродной проволокой (6—9 мм). Благодаря высокой стабильности процесса при наплавке электродной лентой разброс значений твердости на рабочей поверхности наплавленного слоя составляет HR_c 3—8. При наплавке электродной проволокой этот разброс составляет HR_c 8—13.

Более благоприятный характер формирования наплавленного слоя при применении электродной ленты позволяет значительно сократить трудоемкость последующей механической обработки за счет уменьшения припусков при наплавке.

4.7.5. Сборка арматуры и электроприводов после ремонта

После проверки и устранения выявленных дефектов производится сборка арматуры с учетом пометок керном, нанесенных перед разборкой.

Общие требования к сборке арматуры. Сборка всех видов энергетической арматуры высоких параметров (как завершающая операция) должна одновременно являться и контрольной операцией по проверке правильности их ремонта. При сборке арматура подвергается контролю как по основным сборочным единицам, так и по изделию в целом.

Перед установкой все детали должны быть тщательно очищены, протерты и осмотрены, корпуса продуты сжатым воздухом, тщательно очищены. После притирки уплотнительные поверхности седел должны быть тщательно протерты, а остатки притирочной пасты удалены из корпуса. Перед сборкой все составные части арматуры должны быть очищены от грязи и заусенцев, не иметь следов повреждения обработанных поверхностей. Особое внимание должно быть обращено на качество уплотнительных поверхностей запорных органов, где не допускается никаких видимых невооруженным глазом дефектов. Независимо от технического состояния сальниковая набивка, прокладки и шплинты должны быть заменены.

Перед сборкой все резьбовые соединения, кроме резьб, соприкасающихся со средой, смазывают дисульфидмолибденовой смазкой ВНИИ НП-232 или ЛИТОЛ. Шарикоподшипники смазывают смазкой ЦИАТИМ-201 или УНИОЛ-1.

Сборку арматуры производят в соответствии с чертежами сборочных единиц и техническими условиями. При сборке должна быть обеспечена плавность хода подвижных частей, а также сопряжение отдельных составных частей и сборочных единиц, предусмотренное чертежами,

произведена проверка зазоров и установочных размеров, указанных на чертежах сборочных единиц.

Сборка крышки со шпинделем. При сборке крышки со шпинделем или штоком особое внимание должно быть уделено сборке сальникового уплотнения, упорных и радиальных шарикоподшипников. При сборке сальникового уплотнения необходимо не только обеспечить хорошее уплотнение и легкий ход шпинделя, но и его центровку относительно крышки и эластичной направляющей опоры. Для этого шпиндель должен быть подтянут шпиндельной втулкой вверх до упора его конусной поверхности в конусную поверхность втулки крышки.

Исключение составляют запорные вентили и регулирующие клапаны небольших проходных сечений, в которых сальниковое уплотнение штока находится в корпусе. В этих случаях перед началом укладки колец уплотнения шток надо опустить вниз до упора в уплотнительную поверхность корпуса, отцентрировать его по верхнему концу сальниковой камеры, после чего можно начать укладку сальниковой набивки и ее уплотнение.

Центровка верхнего конца штока по сальниковой камере обеспечивается специальной оправкой, с помощью которой каждое кольцо уплотнения направляется к своему месту в сальниковой камере.

При сборке сальникового уплотнения необходимо проверять зазоры между поверхностью гладкой части шпинделя и поверхностями сальникового кольца и грундбуксы. Зазоры проверяют щупом, а также осматривают поверхности гладкой части шпинделя и выявляют на ней следы касания деталей. Для этого два — три раза перемещают шпиндель (или шток) в крайние положения.

Между шпинделем и нажимной планкой (когда она расположена перпендикулярно оси шпинделя) должен быть равномерный зазор по всей окружности.

При сборке сальникового уплотнения следует постепенно опрессовывать сальниковую набивку по всей высоте сальниковой камеры, начиная с нижних колец. Это обеспечит хорошее и надежное уплотнение шпинделя при легком ходе его. Заполнение сальниковой камеры набивкой считается законченным, если грундбукса входит в сальниковую камеру на глубину 3—5 мм, при этом резьба шарнирных болтов должна выходить из гаек на одну — две нитки.

Перед сборкой шпиндельной втулки со шпинделем и шарикоподшипниками необходимо тщательно (механизированным способом) натереть графитом рабочие поверхности трапецидальной резьбы шпинделя и вкладыш втулки. Упорные шарикоподшипники должны хорошо прилегать как к поверхностям упорного пояска шпиндельной втулки, так и к опорной поверхности головки бугеля (или крышки). Упорная гайка должна быть подтянута так, чтобы тарельчатая пружина через радиальный шарикоподшипник была плотно прижата к верхнему упорному шарикоподшипнику (без упругой деформации пружины). При этом следует проверить, имеется ли круговой зазор между шпиндельной втулкой и тарельчатой пружиной и между пружиной и расточкой в головке бугеля.

При правильном изготовлении всех деталей узла и правильной его сборке упорная гайка после затяжки должна занять такое положение, чтобы ее верхний торец примерно совпал с верхним торцом головки бугеля или крышки. Несовпадение этих поверхностей может быть только из-за отклонений, допущенных при изготовлении деталей, или из-за неправильной сборки. В таких случаях должна быть проведена соответствующая проверка деталей и сборка этого узла.

Сборка самоуплотняющегося соединения. При сборке узлов самоуплотняющихся соединений корпусов с крышками должна быть предусмотрена предварительная проверка следующих сопряжений:

- *Крышка с корпусом*, при этом крышку опускают в корпус до крайнего нижнего положения и измеряют радиальный зазор между этими деталями и глубину опускания крышки.
- *Сальниковое кольцо с корпусом и крышкой*, при этом должны быть проверены радиальные зазоры между кольцом и крышкой и между кольцом и корпусом.
- *Сегменты разъемного кольца с корпусом*, в паз корпуса устанавливают сегменты и опорный диск; при этом должно быть проверено, что все сегменты имеют одинаковую высоту

и свободно входят в паз корпуса до упора в цилиндрическую поверхность и что зазор между сегментами и пазом находится в пределах допусков чертежа, а опорный диск свободно (с заданным зазором) входит центрирующим выступом во внутреннюю расточку разъемного кольца.

Сборка сальникового уплотнения должна вестись с равномерным уплотнением каждого кольца шнура и графита.

Для каждого типоразмера арматуры необходимо иметь мерные емкости для засыпания требуемого количества графита на один слой асбестового кольца.

Объем сальниковой набивки должен быть таким, чтобы после снятия давления при гидравлическом испытании расстояние от поверхности верхнего торца крышки до поверхности верхнего торца опорного диска строго соответствовало заданному чертежом размеру.

Сборка резьбовых соединений. При сборке резьбовых соединений необходимо соблюдать следующие условия:

- Перед сборкой поверхности резьбы тщательно очищать от грязи и стружки и продувать сжатым воздухом.
- Детали с резьбой должны свинчиваться свободно, тугое свинчивание их не допускается.
- Резьбу надо тщательно смазать графитом (слегка смоченным водой).
- При установке резьбовых шпилек, ввинчиваемых одним концом в отверстия, следует строго следить за тем, чтобы все шпильки были затянуты на сбеge резьбы и чтобы их оси были перпендикулярны (в пределах заданных допусков) к поверхностям сверления отверстий.
- При установке во фланцевые соединения шпильки должны выступать над поверхностью фланца на заданную высоту.

При сборке фланцевых соединений, уплотняемых металлическими рифлеными прокладками, необходимо соблюдать следующие условия:

- Протереть и проверить перед сборкой уплотнительные поверхности фланцев и рифленую прокладку, нет ли повреждений на них и на центрирующих заточках фланцев, могущих нарушить правильность центровки фланцев; проверить глубину центрирующей заточки, высоту центрирующего выступа и толщину рифленой прокладки с тем, чтобы можно было правильно вести посадку и затяжку фланцевого соединения.
- Затягивать фланцевое соединение следует последовательно, затягивая противоположно лежащие гайки, при этом первые две пары противоположно лежащих гаек следует доводить только до упора в поверхность фланца с тем, чтобы не перекосить свинчиваемые детали; после первоначальной легкой подтяжки гаек для обеспечения правильного равномерного обжатия рифленой прокладки можно проводить постепенную затяжку противоположно лежащих гаек до необходимой герметичности.

Фланцевые соединения крупной арматуры целесообразно затягивать специальным механизированным приспособлением, допускающим регулирование величины крутящего момента. При отсутствии такого приспособления целесообразно затягивать фланцевые соединения мерным ключом и динамометром с заданным крутящим моментом.

Равномерность затяжек крепежных деталей фланцевого соединения необходимо контролировать измерением зазора между соединяемыми фланцами с помощью щупов в шести — восьми точках, равномерно расположенных по окружности.

Сборка самоустанавливающегося клинового затвора задвижки. При сборке самоустанавливающегося клиновых затворов запорных задвижек необходимо:

- Тщательно протереть все детали затвора и проверить, нет ли повреждений.
- Проверить сопряжение тарелок с обоймой верхнего тарелкодержателя с обоймой, грибка с тарелками и правильность приварки нижнего тарелкодержателя к обойме.
- Произвести пробную примерку собранной подвижной части затвора по седлам для определения необходимой величины высоты грибка или толщины регулирующих прокладок под грибок и осуществления заданного сборочным чертежом положения тарелок относи-

тельно седел (по глубине их посадки). Одновременно проверить правильность положения тарелок относительно седел в направлении, перпендикулярном к оси патрубков, а также сопряжение обоймы с корпусом и симметричность ее по отношению к седлам.

При определении высоты грибка следует обратить внимание, не выходит ли она за пределы допусков, ограничиваемых минимально допускаемыми зазорами между тарелками и тарелкодержателями. Если будет выявлено несоответствие, следует тщательно проверить все детали.

Во избежание излишних повторных операций целесообразно предусмотреть специальные приспособления, дающие возможность проверить размер между седлами в корпусе и соответствующий размер в предварительно собранном затворе; окончательно затянуть гайку и застопорить ее специальной предохранительной шайбой после произведенной пробной примерки затвора и установки грибка необходимой высоты (с прокладками или без таковых). После окончательной сборки затвора проверить, могут ли тарелки свободно принимать нужное угловое положение, определяемое уплотнительными поверхностями седел.

Сборка предохранительных клапанов. Особенности конструкции предохранительных клапанов импульсного типа заключаются в том, что ходовая часть клапанов состоит из двух сравнительно длинных штоков, на которые насажены поршни и тарелка клапана; штоки в общей сложности имеют четыре мягких направляющих сальниковых уплотнения и два жестких сопряжения с очень малыми зазорами. При этом все эти сопряжения расположены в четырех разных деталях корпуса и крышки, обрабатываемых отдельно и центрирующимися заточками и одним резьбовым соединением крышки демпферной камеры. Поэтому, несмотря на шарнирное соединение между нижним штоком и поршнем привода, необходимо очень тщательно центрировать детали корпуса и крышки при сборке клапана и сборке сальниковых уплотнений поршней и верхнего штока. Кроме того, обязательно перед началом сборки следует проверять сопряжения основных деталей ходовой части с их направляющими расточками в неподвижных деталях. Надо проверить фактические радиальные зазоры:

- между тарелкой и направляющими ребрами в патрубке;
- между приводным поршнем, его грундбуксой и расточкой рубашки поршневой камеры;
- между верхним штоком и лабиринтовой втулкой;
- между поршнем демпфера, его грундбуксой и расточкой рубашки демпферной камеры.

Перед сборкой надо тщательно проверить, нет ли на уплотнительных поверхностях и центрирующих заточках фланцевых соединений и седла каких-либо повреждений, могущих привести к перекосу деталей при скреплении этих соединений, и не изменились ли внутренние диаметры обеих рубашек поршневых камер и лабиринтовой втулки после их посадки.

Перед установкой рубашек и лабиринтовой втулки надо проверить правильность диаметров расточек под эти детали по всей их глубине и сопряжение деталей обоих сальниковых уплотнений верхнего штока.

При сборке клапанов особое внимание должно быть уделено сборке сальниковых уплотнений поршней и штока с тем, чтобы не сделать эти уплотнения чрезмерно тугими, так как для перемещения ходовой части клапана при туго затянутых уплотнениях необходимо затрачивать большие усилия.

Для этого целесообразно измерить усилия, требующиеся для перемещения ходовой части клапана после его окончательной сборки, динамометром сжатия, который устанавливают на приспособлении, а последнее устанавливается на верхнем фланце корпуса демпфера (при снятой крышке). Если усилия для перемещения ходовой части повысились, это значит, что при сборке клапанов допущены отклонения, которые должны быть устранены. В таких случаях следует проверить также жесткость пружины.

Сборка приводов с арматурой. Особенность конструкций приводов, применяемых в отечественной энергетической арматуре высоких параметров, заключается в том, что они являются ее неотъемлемой частью и автономно не могут быть использованы, так как и электропривод, и ручной привод вращательного движения не имеют своего выходного вала. Червячное колесо

электропривода и зубчатое колесо ручного привода насаживаются непосредственно на шпindelную втулку арматуры. Одновременно корпуса этих приводов надеваются на заточку головки бугеля (или крышки) арматуры.

При установке электропривода на арматуру должно быть уделено особое внимание:

- одновременной свободной посадке корпуса и шестерен привода;
- правильности сопряжений в шпоночных соединениях червячного колеса со шпindelной втулкой;
- правильности положения стопорных винтов относительно отверстий в головке бугеля.

У ручных приводов с цилиндрическими или коническими зубчатыми колесами, кроме того, следует проверить правильность зубчатого зацепления.

После установки электропривода на арматуру следует проверить передачу движения от привода при ручном управлении к ходовой части арматуры. При этом предварительно надо установить на свои места концевые выключатели, а в регулирующей арматуре — указатель положения на потенциометре.

Окончательное положение концевых выключателей устанавливается при испытании арматуры и ее монтаже. При проверке перемещения ходовой части арматуры от привода следует обратить внимание на легкость хода и отсутствие каких-либо заеданий или торможений на отдельных участках движения. Если выявится неравномерность усилия, требующегося для перемещения ходовой части арматуры на отдельных участках, нужно определить причину этого и устранить. Причинами неравномерного перемещения ходовой части могут быть неправильная сборка привода, арматуры и соединения привода с арматурой.

Если ходовая часть арматуры приводится в движение ручным приводом, следует обратить внимание, нет ли задевания шпинделя о внутреннюю стенку трубы, и проверить, не упирается ли он в донышко при крайнем верхнем положении ходовой части.

4.7.6. Гидравлические испытания арматуры после ремонта

Вся арматура после ремонта подвергается гидравлическому испытанию на прочность и герметичность в соответствии с ГОСТ 356—80.

В объем гидравлического испытания арматуры входят обязательные испытания, предусмотренные государственными стандартами, и дополнительные испытания, обусловленные специфическими особенностями отдельных конструкций и техническим уровнем производства данного вида арматуры, а также специфическими условиями ее эксплуатации.

К обязательным испытаниям, предусмотренным государственными стандартами, относятся:

- гидравлические испытания каждой единицы арматуры на герметичность и прочность всех деталей, находящихся непосредственно под воздействием рабочей среды, а также на герметичность разъемных соединений арматуры;
- гидравлическое испытание на герметичность затвора каждой единицы запорной и предохранительной арматуры.

К дополнительным испытаниям относятся выборочные испытания:

- паровой арматуры паром при рабочих параметрах;
- арматуры воздухом;
- предохранительных клапанов на срабатывание при заданном давлении среды;
- регулирующей и дросселирующей арматуры по определению величины пропуска среды в закрытом состоянии и другие специальные испытания.

При испытании водой при установленном гидравлическом давлении и температуре около 20 °С вполне надежно проверяется герметичность затворов, всех разъемных соединений и сальниковых уплотнений всех видов арматуры, работающей на воде и паре высоких параметров.

Гидравлическое испытание арматуры необходимо производить предварительно отфильтрованной водой. Учитывая большие давления, при которых выполняются гидравлические ис-

пытания арматуры высоких параметров, из внутренних полостей арматуры при заполнении их испытательной водой нужно полностью удалить воздух.

Перед гидравлическим испытанием наружные поверхности арматуры следует тщательно очистить и осушить. На поверхностях арматуры не должно быть никаких жировых пятен, так как они мешают выявлению неплотностей.

Целью испытания на прочность является проверка прочности и герметичности корпуса и крышек после заварки трещин и дефектных мест.

Испытание на прочность производится пробным давлением с выдержкой:

- арматуры до D_y 50 мм — 1—3 мин;
- арматуры D_y 50 мм и выше — 3—5 мин.

После указанной выдержки гидравлическое давление плавно снижается до рабочего и производится осмотр металла корпуса и крышки.

При испытании на прочность у арматуры закрывают оба патрубка и открывают затвор, чтобы весь корпус был под давлением.

При испытании на герметичность подвод воды осуществляют в зависимости от конструкции арматуры. В задвижках, имеющих пробку в нижней части корпуса, водяную линию присоединяют к отверстию для пробки, а затвор ставят в положение «закрыто». В отверстие ввертывается специальный штуцер, к которому присоединяется трубка от гидропресса.

Задвижки, не имеющие пробки, испытываются при закрытом положении затвора попеременно с каждой его стороны. Обратные и рычажные предохранительные клапаны испытываются при закрытом затворе; вода подводится со стороны входа среды.

Для проверки герметичности сальникового уплотнения и соединения крышки с корпусом у вентилей с входом среды под клапан производится вторичное испытание при открытом затворе или вода подается с обратной стороны.

Испытание арматуры на герметичность производят в следующем порядке: сначала промывают бензином или керосином и протирают насухо уплотнительные поверхности, ставят заглушки, присоединяют гидравлический насос, на нагнетательной линии которого устанавливают исправный манометр; затем медленно заполняют водой арматуру и удаляют из нее воздух, для чего ослабляют сальник или вывертывают пробку в верхней части крышки, которая имеется у некоторых типов арматуры.

После этого поднимают давление до испытательного и выдерживают его в течение 5 мин, проверяя в это время герметичность арматуры.

Нормы герметичности для арматуры по данным [208] приводятся в табл. 4.44—4.47. В табл. 4.48 указаны методы испытаний арматуры на герметичность.

Нормы герметичности запорной арматуры в настоящее время определяются по ГОСТ 9544—93 [209], согласно которому установлены четыре класса герметичности. Максимально допустимые протечки для каждого класса при испытаниях водой приведены ниже.

Классы герметичности			
A	B	C	D
Нет видимых протечек	$0,0006 \text{ см}^3/\text{мин} \times D_y$	$0,0018 \text{ см}^3/\text{мин} \times D_y$	$0,006 \text{ см}^3/\text{мин} \times D_y$

При определении допустимой протечки номинальный условный диаметр D_y принимается в миллиметрах. Погрешность измерения протечек не должна превышать $\pm 0,01 \text{ см}^3/\text{мин}$ — для протечек $\leq 0,1 \text{ см}^3/\text{мин}$ и $\pm 5 \%$ — для протечек более $0,1 \text{ см}^3/\text{мин}$.

Длительное время допустимые протечки среды через затворы запорной арматуры регламентировались ГОСТ 9574—75, в котором были установлены три класса герметичности: первый, второй и третий. В технических условиях большинства заводов-изготовителей класс герметичности изделия указан по ГОСТ 9574—75. Нормы протечек по ГОСТ 9574—75 и по [209] различаются между собой. Для возможности сопоставления протечек по обоим документам в табл. 4.49 приведены данные о допустимых протечках, установленных ГОСТ 9574—75, и протечках, рассчитанных для арматуры различных проходов по [209].

Таблица 4.44

Нормы герметичности затворов запорной арматуры (кроме вентилях) при испытании воздухом

Условный проход D_y , мм	Пропуск воздуха, см ³ /мин, при условном давлении P_y , МПа							
	1,0	1,5	2,5	4,0	6,4	10,0	16,0	20,0
<i>1-й класс</i>								
100	30	45	65	100	150	250	400	500
125	40	60	90	130	220	350	550	750
150	55	90	120	180	300	500	700	1000
200	80	120	180	270	450	700	1100	1500
250	120	180	250	400	650	1000	1500	2000
300	160	250	350	550	900	1300	2200	2600
350	200	300	450	700	1200	1700	2600	3500
400	230	350	500	800	1300	2000	3000	4200
500	320	500	700	1100	1800	2900	4500	6000
600	440	650	1000	1500	2400	4000	6000	8000
800	650	1000	1500	2300	3600	6000	9000	12000
1000	900	1500	2000	3200	5000	8000	12000	17000
1200	1200	1800	2600	4500	6500	11000	16000	22000
1400	1500	2400	3200	5400	8200	13000	21000	28000
1600	1800	2700	4100	6500	10000	16000	26000	35000
2000	2600	4000	6000	9500	15000	24000	38000	48000
<i>2-й класс</i>								
100	90	140	180	300	450	800	1200	1500
125	120	180	250	400	700	1000	1500	2000
150	150	250	350	550	900	1500	2000	3000
200	250	350	550	800	1400	2000	3000	4500
250	350	550	800	1200	2000	3000	4500	6000
300	500	800	1000	1500	2500	4000	6500	8000
350	600	900	1400	2000	3500	5000	8000	10000
400	800	1000	1500	2500	4000	6000	9000	13000
500	1000	1500	2000	3500	5500	9000	14000	18000
600	1300	2000	3000	4500	7000	12000	18000	24000
800	2000	3000	4500	7000	10000	18000	25000	35000
1000	2700	4500	6000	10000	15000	24000	35000	60000
1200	3500	5500	8000	14000	20000	30000	50000	65000
1400	4500	7000	10000	16000	25000	40000	60000	85000
1600	5500	8000	12000	20000	30000	50000	80000	100000
2000	8000	12000	18000	30000	45000	70000	100000	150000

Таблица 4.45

Нормы герметичности вентилях при испытании воздухом

Условный проход D_y , мм	Пропуск воздуха, см ³ /мин, при условном давлении P_y , МПа							
	1,0	1,5	2,5	4,0	6,4	10,0	16,0	20,0
<i>1-й класс</i>								
6	0,15	0,2	0,3	0,4	0,8	1,0	1,5	2,0
10	0,30	0,4	0,6	1,0	1,5	2,5	3,5	4,5
20	0,70	1,0	1,5	2,5	4,0	7,0	10,0	12,0
32	1,50	2,0	3,5	6,0	8,0	12,0	18,0	30,0
40	2,00	3,0	4,0	7,0	13,0	18,0	26,0	35,0
50	3,00	4,0	7,0	10,0	17,0	26,0	30,0	55,0
65	4,00	7,0	10,0	15,0	25,0	40,0	55,0	70,0
80	6,00	8,0	13,0	20,0	35,0	50,0	70,0	100,0
100	9,00	13,0	18,0	30,0	45,0	70,0	120,0	150,0
<i>2-й класс</i>								
6	0,4	0,6	0,9	1,2	2,0	3,5	5,0	6,0
10	0,9	1,2	1,5	2,5	4,0	7,0	10,0	13,0
20	2,5	3,0	5,0	9,0	13,0	18,0	30,0	40,0
32	5,0	7,0	10,0	18,0	25,0	40,0	60,0	90,0
40	6,0	9,0	13,0	25,0	35,0	50,0	80,0	100,0
50	9,0	13,0	20,0	30,0	50,0	80,0	120,0	160,0
65	13,0	20,0	30,0	45,0	80,0	120,0	180,0	220,0
80	18,0	25,0	40,0	60,0	100,0	150,0	250,0	300,0
100	25,0	40,0	50,0	90,0	130,0	220,0	360,0	450,0

Таблица 4.46

Нормы герметичности затворов при испытании вентилях водой

Условный проход D_y , мм	Пропуск воды, см ³ /мин, для вентилях трех классов герметичности		
	1-й класс	2-й класс	3-й класс
3	0,01	0,01	0,01
6	0,01	0,01	0,01
10	0,01	0,01	0,02
15	0,01	0,01	0,03
20	0,01	0,01	0,04
25	0,01	0,02	0,06
32	0,01	0,03	0,09
40	0,01	0,04	0,10
50	0,02	0,05	0,20
65	0,03	0,08	0,30
80	0,04	0,10	0,40
100	0,05	0,15	0,50

Таблица 4.47

Нормы герметичности затворов при испытании запорной арматуры (кроме вентилях) водой

Условный проход D_y , мм	Пропуск воды, см ³ /мин, для запорной арматуры (кроме вентилях) трех классов герметичности		
	1-й класс	2-й класс	3-й класс
100	0,16	0,50	1,60
125	0,22	0,65	2,20
150	0,30	0,90	3,00
200	0,45	1,30	4,50
250	0,65	2,00	6,50
300	0,80	2,50	8,00
350	1,10	3,50	11,00
400	1,30	4,00	13,00
500	1,70	5,00	17,00
600	2,40	7,00	24,00
800	3,50	10,00	35,00
1000	5,00	15,00	50,00
1200	6,50	20,00	65,00
1400	8,00	25,00	80,00
1600	10,00	60,00	100,00
2000	14,00	40,00	140,00

Таблица 4.48

Методы испытаний арматуры на плотность

Метод испытания	Принцип испытания	Минимальная обнаруживаемая протечка, л • мм рт. ст.
Воздушный (по падению давления)	Изделие находится под внутренним давлением воздуха. Плотность определяется по падению давления в отсеченной полости арматуры	1,0
Гидравлический	В изделие подается вода под давлением. Контроль плотности проводится по появлению течи или потения	0,5
Воздушный (с погружением в воду)	Изделие находится под внутренним давлением воздуха и погружается в емкость с водой. Плотность контролируется по появлению пузырьков воздуха	10^{-2} — 10^{-3}
Воздушный (с помощью пенообразующего вещества)	Изделие находится под внутренним давлением воздуха. Контролируемые участки покрыты тонким слоем пенообразующего вещества	10^{-3} — 10^{-4}

Таблица 4.49

Допустимые протечки среды через запорную арматуру по ГОСТ 9574—75 и ГОСТ 9544—93

Условный проход D_y , мм	Допустимые протечки, см ³ /мин				
	по ГОСТ 9544—75		по ГОСТ 9544—93		
	1-й класс	2-й класс	Класс В	Класс С	Класс D
10	0,01	0,01	0,006	0,080	—
20	0,01	0,01	0,012	0,036	—
50	0,02	0,05	0,030	0,090	—
65	0,03	0,08	0,039	0,117	—
80	0,04	0,10	0,048	0,144	—
100	0,16	0,50	0,060	0,180	0,36
150	0,30	0,90	0,090	0,270	0,54
200	0,45	1,30	0,120	0,360	0,76
250	0,65	2,00	0,150	0,450	0,90
300	0,80	2,50	0,180	0,540	1,08
400	1,30	4,00	0,240	0,720	1,54
500	1,70	5,00	0,300	0,900	3,00
600	2,40	7,00	0,360	0,108	9,60
700	—	—	0,420	0,126	4,20
800	3,50	10,00	0,480	0,144	4,80

Испытания на герметичность регулирующей арматуры проводятся в том случае, если она должна выполнять запорные функции и если с заказчиком согласовано конкретное значение допустимых протечек.

Допустимые протечки обратных клапанов (см³/мин) определяются ТУ 26-07-1162—77 и приведены ниже.

Условный проход D_y 25—65 мм.....	1
Условный проход D_y 100 мм.....	3
Условный проход D_y 200 мм.....	7
Условный проход D_y 300—400 мм.....	12
Условный проход D_y 600 мм.....	20

Во время испытаний проверяется легкость движения подвижных частей. Каждая единица арматуры, прошедшая испытание, регистрируется в ремонтном журнале.

Арматура считается выдержавшей испытания на прочность и плотность металла, если не будет обнаружено пропуска воды и отпотевания поверхностей деталей. Образование на краях уплотнительной поверхности затвора росы (при испытании водой или керосином), не превращающейся в течение времени испытания в стекающую каплю, или наличие неотрывающихся пузырьков (при испытании воздухом) дефектом не считается.

При ремонте уплотнительных поверхностей затвора, узла с сальниковой набивкой, а также после разборки и сборки проводится пробное гидравлическое испытание водой на герметичность давлением, равным 1,25 рабочего давления. Испытание на герметичность соединения между корпусом и крышкой, а также сальниковой набивки проводится при несколько поднятом затворе и заглушенных патрубках.

Испытание герметичности затвора запорной арматуры (вентили, задвижки) производится при двукратном подъеме и опускании затвора; уплотнительные поверхности затвора перед ис-

питанием должны быть обезжирены. Требуемая герметичность затвора обеспечивается приложением нормального усилия одного человека к маховику без применения вспомогательных рычагов, для задвижек D_y 100 мм и выше допускается закрытие задвижек силой двух человек.

Продолжительность гидравлического испытания на герметичность запорных органов устанавливается 5 мин. Если в результате испытания не обнаружено пропуска среды, то арматура считается выдержавшей испытания.

Запорная арматура, оснащенная электроприводом, подвергается после сборки с приводом испытанию на герметичность затвора при закрытии затвора арматуры электроприводом. Электропривод перед испытанием заливается маслом автол-10 до уровня контрольной пробки.

Для проверки плавности хода подвижных частей арматуры при испытании на герметичность производится два полных закрытия и открытия затвора арматуры.

Во время испытания проверяется легкость (без заедания) движения подвижных частей как внутри арматуры, так и в приводе. После проведения всех испытаний масло из электропривода должно быть слито. Каждая единица арматуры, прошедшая испытание, регистрируется в ремонтном журнале.

4.7.7. Способы устранения повреждений некоторых видов арматуры

1. Угловой вентиль D_y 10—20 (рис. 4.94).

Виды и характер повреждений перечислены ниже.

1. Пропуск рабочей среды между корпусом и седлом: некачественная притирка мест посадки седла в корпусе; седло недостаточно завернуто в корпусе; уплотнительная поверхность седла проточена под углом; неправильно выбран материал седла (разные коэффициенты теплового расширения материала седла и материала корпуса).

2. Надиры на уплотнительной поверхности шпинделя: недостаточные зазоры между шпинделем, сальниковым кольцом и грундбуксой; перекося грундбуксы при неравномерной затяжке болтов; недостаточная твердость материала шпинделя.

3. Пропуск среды через сальниковое уплотнение: некачественное сальниковое кольцо; набивка сальника не соответствует параметрам работы арматуры; набивка длительное время находилась в нерабочем состоянии (коррозионное разрушение уплотнительной поверхности шпинделя); размер набивки не соответствует сальниковой камере; неправильно разрезаны кольца набивки; неправильно установлены стыки колец в сальниковой камере; грундбукса слишком подтянута в сальниковую камеру; шпиндель погнут; на поверхности шпинделя имеются риски или другие повреждения.

4. Разрушения шпинделей в местах изменения сечений: концентрация напряжений в местах резких изменений сечений, вызванная неправильной обработкой детали.

5. Пропуск среды через фланцевое соединение: некачественное изготовление гребенчатых прокладок — прорезанные насквозь прокладки из-за неправильной установки резца, особенно при обработке зубцов с обратной стороны прокладки (рис. 4.95, а), шероховатость поверхности зубцов, вызывающая эрозионное разьедание прокладки (рис. 4.95, б), отсутствие уплотнительных поясков на зубцах прокладки,

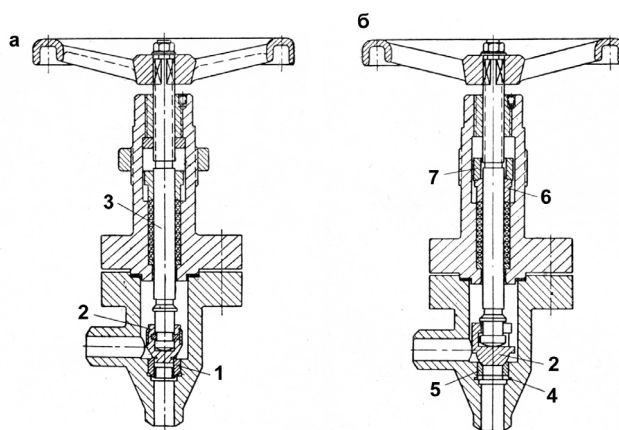


Рис. 4.94. Угловой вентиль D_y 10—20:

а — до модернизации, б — после модернизации; 1 — седло, 2 — тарелка, 3 — шпиндель, 4 — диск, 5 — наплавленное седло, 6 — грундбукса, 7 — нажимная планка

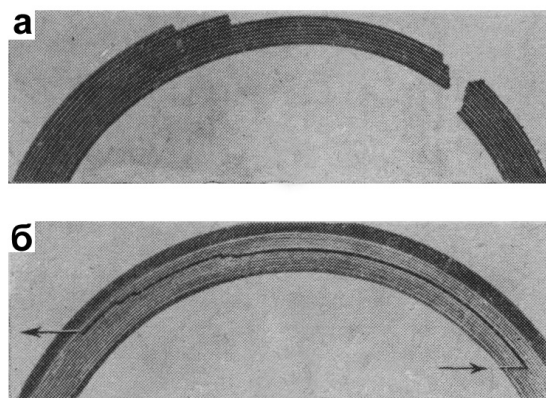


Рис. 4.95. Некачественное изготовление гребенчатых прокладок.
Обозначения см. в тексте

Способы устранения повреждений

1. Наплавка уплотнительных поверхностей на корпус: седло вывертывается из корпуса; устанавливается диск из углеродистой стали (Ст. 2, Ст. 3, 10, 15 и 20) и наплавляется электродами марки ЦТ-1 или ЦЛ-3М; производится обработка уплотнительных поверхностей. В тех случаях, когда вырезать вентиль из трубопровода невозможно, седло следует вывернуть из корпуса и притереть на плите; место посадки седла в корпусе также необходимо притереть.

2. Увеличение зазоров между шпинделем, грундбуксой и сальниковым кольцом: увеличить зазоры между шпинделем, грундбуксой и сальниковым кольцом до 0,25—0,3 мм на сторону; в вентилях с подвесным клапаном сборку и набивку сальников целесообразно производить до закрепления крышки в корпусе (рис. 4.96, вид I). Это облегчает сборку и позволяет контролировать concentricность положения шпинделя. При цельном шпинделе-клапане сборка допустима только в крышке, соединенной болтами с корпусом (рис. 4.96, вид II). Нажимную планку следует выполнить из двух деталей — планки и сферической грундбуксы (рис. 4.97). При такой конструкции независимо от затяжки болтов сферическая грундбукса будет опускаться в сальниковую камеру равномерно (без перекосов).

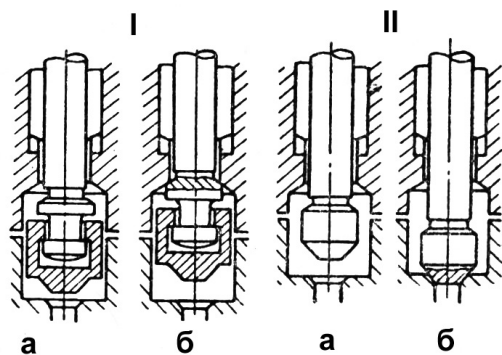


Рис. 4.96. Положение шпинделей перед набивкой сальников при различной конструкции вентилях:
а — неправильное, б — правильное

повышенная твердость материала прокладки, неравномерная толщина прокладки; повреждения уплотнительной поверхности фланцев (трещины, раковины, забоины и т. п.); неравномерная затяжка гаек фланцевого соединения.

6. Дефекты термической обработки тарелок: закалочные трещины; обезуглероживание, приводящее к резкому снижению твердости, прочности, упругости и сопротивления усталости уплотнительных поверхностей. Хром ослабляет склонность стали к обезуглероживанию, потому что уменьшает скорость диффузии углерода и способствует образованию плотной окалины, препятствующей доступу воздуха к поверхности детали. Наоборот, кремний, вольфрам, ванадий и молибден повышают склонность стали к обезуглероживанию.

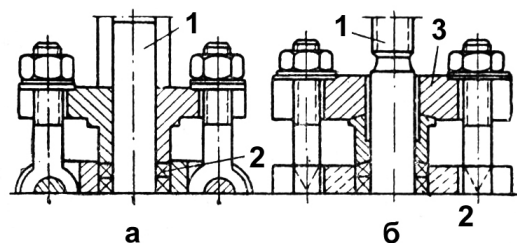


Рис. 4.97. Сальниковая втулка:
а — до модернизации, б — после модернизации;
1 — шпиндель, 2 — набивка, 3 — нажимная втулка

3. Повышение качества обработки шпинделя и правильный выбор набивки: кольцо перед установкой в сальниковую камеру должно быть тщательно проверено; набивка должна строго соответствовать параметрам работы арматуры; если набивка длительное время не работала, ее следует вынуть из сальниковой камеры и заменить новой. Одновременно нужно проверить состояние уплотнительной поверхности шпинделя. При наличии следов коррозионного разрушения уплотнительную поверхность шпинделя следует отшлифовать и притереть. Для того чтобы определить правильный размер набивки, следует измерить внутренний диаметр сальниковой камеры, вычесть из него диаметр вала и разделить на 2. Набивку следует обернуть вокруг вала и прорезать, как показано на рис. 4.98. Кольца, изготовленные таким образом, имеют параллельные концы, что важно для хорошей работы набивки. Если в сальнике помещаются два кольца, их стыки должны быть повернуты на угол 180° , при трех кольцах — на угол 120° и при четырех и больше — на угол 90° . Для посадки уплотнительных колец применяется деревянная втулка, при помощи которой кольца поочередно проталкиваются в сальниковую камеру. Если размеры набивки больше необходимой, ее следует раскатать при помощи трубы. Высота сальниковой набивки после обжатия должна быть такой, чтобы втулка сальника была опущена в сальниковую камеру не более чем на 5—8 мм. Должны быть выдержаны строгая цилиндричность и прямолинейность шпинделя на участке, входящем в сальник. Допуск на овальность составляет 0,02 мм, допустимый изгиб — не более 0,05 мм. Риски на шпинделе следует удалить шлифовкой с последующей притиркой на токарном станке при помощи плоского притира из серого чугуна.

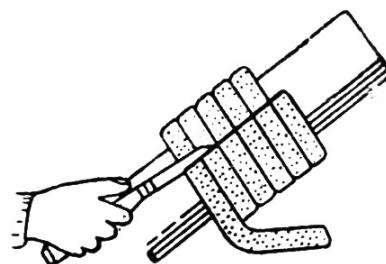


Рис. 4.98. Подготовка набивки к установке в камеру сальника

4. Соблюдение радиусов и чистоты поверхности в местах резких переходов сечений. При изготовлении шпинделя необходимо обратить особое внимание на величину радиусов в местах изменений сечений и высокую степень чистоты их поверхности. Резцы должны иметь профиль, проверенный по шаблонам, и высокий класс чистоты лезвия (примерно на три класса выше чистоты обрабатываемой поверхности). Лезвие резца следует доводить пастами ГОИ на чугунной плите. При плохо доведенных режущих гранях резца на конце лезвия образуется твердый нарост, который дает резкое ухудшение качества поверхности. Высокое качество поверхности достигается также за счет применения резцов с отрицательными передними углами.

5. Повышение качества обработки прокладок, фланцев и правильный выбор материала. Для обеспечения должного качества прокладок необходимо: перед нарезкой зубцов проверить индикатором толщину прокладки; лезвие резца для обработки зубцов прокладки должно быть на три класса выше, чем чистота поверхности впадины зубца прокладки; станок для обработки прокладок должен обеспечивать следующие показатели точности — шейка шпинделя, центрирующая патрон, должна давать биение при вращении не более 0,02 мм, ось конического отверстия шпинделя должна совпадать с осью шпинделя с точностью не менее 0,02 мм, острие центра при вращении не должно давать биения более 0,01 мм, ось, проходящая через центры передней и задней бабок, должна быть параллельна направляющим станины в вертикальной плоскости (допускаемое отклонение не должно превышать 0,03 мм). Уплотнительная поверхность зубцов прокладок должна быть не менее 0,2 мм. Прокладки должны притираться с двух сторон на чугунной плите. Прокладки должны изготавливаться из электротехнической стали «армо» по ГОСТ 3836—83. Паронитовые прокладки имеют удовлетворительное качество при следующих условиях: прокладка должна быть серого цвета и иметь с одной стороны ровную, слегка гляцевитую поверхность, а другая поверхность может быть матовой; по поверхности и краям допускается незначительная ворсистость; образцы прокладки не должны ломаться, трескаться и расслаиваться при испытаниях на загиб. Зеркала фланцев должны давать следующие отпечатки:

- для фланцев беспрокладочных и с плоскими металлическими прокладками — сплошное кольцо по всей ширине зеркала;

- для фланцев с гребенчатыми прокладками — не менее трех пятен на 1 см^2 ;
- для фланцев с паронитовыми прокладками — не менее двух пятен на 1 см^2 .

Фланцы под линзовую прокладку следует обрабатывать под $\nabla 7$. Затяжку шпилек производить крестообразно по всей окружности и контролировать по круговому зазору во фланцевом соединении с помощью шупа.

6. Соблюдение режимов термической обработки. Для предупреждения образования закалочных трещин следует: вместо закалки в воде производить закалку в масле; отпуск производить сразу же после закалки; не допускать в деталях острых углов и надрезов; соблюдать режимы закалки и отпуска. Защита деталей от обезуглероживания при термической обработке может быть обеспечена изоляцией нагреваемых деталей от атмосферы печи или устранением из атмосферы печи кислорода и других окисляющих газов (углекислого газа, паров воды). Изоляция деталей от атмосферы печи достигается тем, что тарелки загружаются в ящик с чугунной стружкой, или использованием карбюризатора. Ограничение содержания кислорода и других окисляющих газов достигается путем регулирования полноты сгорания топлива. О характере атмосферы в печи можно судить по виду и цвету пламени: при окислительной атмосфере пламя яркое и прозрачное; при восстановительной атмосфере пламя мутное и темное; нейтральной атмосфере соответствует полупрозрачное пламя, белое с фиолетовыми полосами.

II. Вентиль запорный $D_1 25$ (рис. 4.99).

Виды и характер повреждений

1. Пропуск рабочей среды между корпусом и седлом: при обработке не соблюдены посадочные размеры седла в корпусе; неплотная посадка седла в корпусе.

2. Забоины на седле: при больших скоростях среды и отсутствии должного направления тарелка при закрытии затвора не садится на седло.

3. Пропуск среды через фланцевое соединение: некачественная обработка уплотнительных поверхностей фланцев и прокладок, а также некачественное изготовление шпилек и гаек.

Способы устранения повреждений

1. Поврежденное уплотнительное кольцо вырезают из корпуса, а уплотнительные поверхности наплавляют электродами марок ЦЛ-3М и ЦТ-1.

2. Изменение конструкции тарелки. Крепление тарелки на шпинделе производится с помощью Т-образного паза. При горизонтальной установке вентиля между корпусом и тарелкой следует устанавливать направляющие шпонки.

3. Замена фланцевого соединения бесфланцевым. Переделка фланцевого вентиля на бесфланцевый сводится к следующему: вентиль разбирают и автогенно срезают фланцы. При обрезке фланцев во избежание деформации в гнездо укладывают мокрый асбест. Торец корпуса обрабатывают в соответствии с диаметрами труб, причем для замены подкладного кольца, необходимого при сварке толстостенных труб высокого давления, вытачивают специальный выступ толщиной 2—3 мм, который плотно входит в торец привариваемой трубы, обеспечивая удобное центрирование арматуры на трубах и одновременно выполняя функции подкладного кольца.

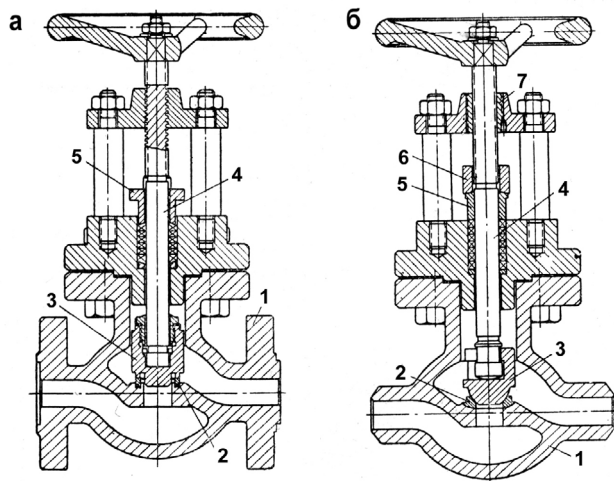


Рис. 4.99. Запорный вентиль $D_1 25$:

a — до модернизации, b — после модернизации; 1 — корпус, 2 — запрессованное седло, 3 — тарелка, 4 — шпиндель, 5 — грундбукса, 6 — нажимная планка, 7 — резьбовая втулка

III. Задвижка (рис. 4.100).

Виды и характер повреждений

1. Пропуск среды между корпусом и седлом: некачественная притирка мест посадки седла в корпусе; седло недостаточно завернуто в корпусе; уплотнительная поверхность седла проточена под углом; неправильно выбран материал седла по отношению к корпусу (разные коэффициенты теплового удлинения).

2. Открытие и закрытие затвора нормальным усилием невозможно: сальник туго затянут или затянут с перекосом грунбуксы или нажимной планки; заклинило затвор в результате термического удлинения шпинделя; нарушена ходовая резьба шпинделя или втулки шпинделя или загрязнено это соединение.

3. Заклинивание затвора задвижки: заедание уплотнительных поверхностей вследствие неправильного выбора металла для тарелки и седла; заедание сферической поверхности грибка в тарелке (при недостаточной твердости грибка или соприкасающейся с ним части тарелки происходит смятие этой поверхности и грибок заклинивает затвор задвижки).

4. Разрушение шпинделя: некачественная нарезка резьбы на шпинделе или его втулке; попадание грязи или посторонних предметов в резьбовое соединение; отсутствие должного контроля за качеством нарезки резьбы.

5. Разрушение резьбы во втулках: неправильно выбран материал втулок, в результате чего наблюдается сильный износ трапецидальной резьбы.

6. Несимметричность перекрытия уплотнительных поверхностей затвора: недостаточная длина грибка или неправильное выполнение его сферической части.

7. Выкрашивание азотированного слоя тарелок: повышенная хрупкость из-за несоблюдения режимов азотирования.

8. Пятнистая твердость на уплотнительной поверхности тарелок: некачественная подготовка поверхности под азотирование; стекание жидкого стекла или олова на азотируемую поверхность; неточное соблюдение режима азотирования.

Способы устранения повреждений

1. Заменить резьбовое соединение седла с корпусом приваркой седла к корпусу:

- 1-й вариант: старое седло вывертывают из корпуса; в корпусе устанавливают и приваривают диск из углеродистой стали марок Ст. 2, Ст. 3, 10, 15 и 20; уплотнительную поверхность диска наплавляют электродами марки ЦЛ-3М.
- 2-й вариант: старое седло вывертывают из корпуса; диск, наплавленный твердым сплавом марки сормайт № 1, устанавливают на резьбе и со стороны горловины приваривают к корпусу.
- 3-й вариант: старое седло вывертывают из корпуса; диск из малоуглеродистой стали, наплавленный хромоникелевыми электродами марок ЦТ-1 или ЦЛ-3М, устанавливают на резьбе и со стороны затвора приваривают к корпусу.

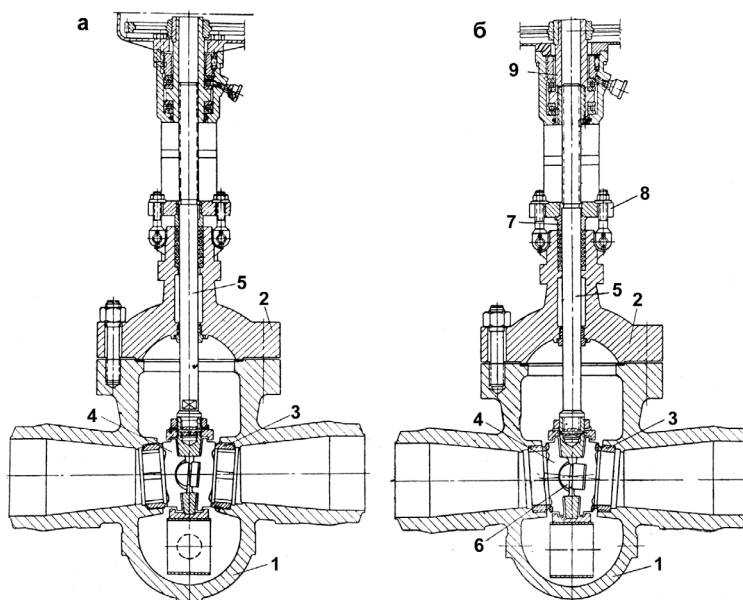


Рис. 4.100 Задвижка:

a — до модернизации, *б* — после модернизации; 1 — корпус, 2 — крышка, 3 — седло с наплавленной поверхностью, 4 — тарелка, 5 — шпиндель, 6 — грибок, 7 — грунбукса, 8 — нажимная планка, 9 — втулка шпинделя

2. Проверить резьбовые соединения шпинделя и втулки: проверить зазор между шпинделем и гнундбуксой, освободив шарнирные болты; освободить на 0,5—1 оборот гайки на шпильках, крепящих переходный фланец к бугелю; разобрать втулку, прочистить резьбовое соединение и исправить поврежденную резьбу. Разборку втулки следует производить только при полностью открытом затворе.

3. Правильно подобрать материал уплотнительных поверхностей затвора. Наиболее стойкой в отношении задираемости является борированная сталь, затем по степени уменьшения стойкости идут азотированная сталь марки 38ХМЮА, сплав ЦН-2 и ЦН-3, алитированная сталь марки Ст. 4, хромированная сталь марки Ст. 4, азотированная сталь марки ЭИ-69 и хромоникелевая сталь марки НЗ6Х18Т; наименьшей стойкостью обладают хромоникелевые стали типа 18/8, 14/4.

Для арматуры, работающей при температуре 570 °С и выше, следует применять сплавы ЦН-6 и ЦН-2.

Сферическую поверхность тарелки рекомендуется наплавлять сплавом марки ЦН-2 или ЦН-6. Если тарелка выполнена из хромоникелевой стали (ЭИ-257, 1Х18Н9), то наплавка может быть произведена непосредственно на тарелку; если тарелка выполнена из углеродистой стали, то сначала произвести наплавку электродом марки ЦТ-1 или ЦЛ-3М, а затем твердым сплавом.

4. Повысить качество нарезки резьбы шпинделя и втулки. Лезвие резьбового резца должно притираться. Чистота поверхности лезвия должна быть на три класса выше чистоты поверхности нарезаемой детали. После нарезки поверхность резьбы следует проверять через лупу.

5. Изменить марку материала втулки шпинделя. Втулку шпинделя следует выполнять из бронзы марки АМЦ9-2 (ГОСТ 493-79). Для экономии бронзы втулку можно делать из двух деталей — рубашку из стали марки Ст 35, а вкладыш из бронзы.

6. Повысить качество обработки и сборки затвора. Для увеличения длины грибка закладывают одну или несколько прокладок между ним и тарелкой; желательно, чтобы количество прокладок было минимальным. В процессе механической обработки необходимо контролировать сферическую часть грибка специальными шаблонами. После окончания обработки сферическую поверхность следует притереть и азотировать; твердость сферической поверхности после азотирования должна составлять 1000 H_B . На сопряжении грибка с тарелкой не допускаются царапины и другие дефекты. При азотировании необходимо соблюдать следующий режим:

- Нагрев до температуры 525 °С в среде аммиака.
- Азотирование при температуре 525 °С в течение 8 ч при степени диссоциации аммиака 20—30 %.
- Азотирование при температуре 585—600 °С в течение 12 ч при степени диссоциации аммиака 45—75 %; эта ступень имеет своим назначением получение азотированного слоя наибольшей толщины с равномерным снижением твердости от поверхности к середине детали.
- Доазотирование при температуре 585—600 °С в течение 5 ч в газовой среде отработавшего аммиака; доазотирование имеет своим назначением устранение хрупкости поверхностного слоя за счет выравнивания концентрации азота по глубине слоя.
- Охлаждение от температуры 585—600 °С до температуры 425—450 °С в газовой среде отработавшего аммиака; при этом также происходит (хотя и менее интенсивно) процесс доазотирования.
- Продувка свежим аммиаком при температуре 425—450 °С в течение 20—30 мин; без продувки деталь после доазотирования будет иметь черный или темный цвет.
- Быстрое охлаждение вместе с печью от температуры 425—450 °С до температуры 200 °С при слабом токе аммиака.
- Дальнейшее охлаждение на воздухе.

7. Повысить качество подготовки поверхности перед азотированием. Поверхность перед азотированием должна быть притертой и хорошо промытой в бензине. При азотировании следует строго следить за ходом процесса.

IV. Задвижка на сверхвысокое давление (рис. 4.101).

Виды и характер повреждений

1. Трещины в литых корпусах из стали марки ЛА-3 вследствие некачественного литья в местах переходов от нижней сферической части к горизонтальным штуцерам или появления внутренних напряжений в литье вследствие низкой величины коэффициента теплопроводности металла и сложной формы корпуса.

2. Трещины на уплотнительных поверхностях тарелок, наплавленных твердым сплавом марки ЦН-2: разные коэффициенты теплового расширения основного и наплавленного металла; неравномерный подогрев деталей при наплавке.

3. Пропуск среды через фланцевые соединения корпуса с крышкой: неравномерная толщина прокладок; неправильный выбор материала прокладки; в прокладках из стали марки 1Х18Н9Т (ЭЯ1Т), имеющих значительную (до 30 %) начальную деформацию после сравнительно небольшого срока эксплуатации, образуются трещины; некачественная подготовка поверхности под прокладку и самой прокладки; термические деформации фланца корпуса и крышки.

4. Заедание резьбового соединения шпильки и гайки; некачественная нарезка резьбы или неправильный выбор материала шпилек и гаек; неточное выполнение буртика или нарезки; неправильная затяжка шпилек, приводящая к их вытягиванию и способствующая заеданию в резьбовых соединениях.

5. Пропуск среды через сальниковое уплотнение: образование на уплотняющей поверхности шпинделя из стали марки 4Х14Н-14В2М коррозионных разрушений. В процессе хранения вследствие конденсации водяных паров на поверхности шпинделя и стенок сальниковых камер образуется тонкая пленка влаги, вызывающая электрохимическую коррозию; применение графита с минеральными веществами; некачественная обработка уплотнительной поверхности шпинделя.

6. Натирывы на уплотнительной поверхности затвора; неправильно выбран материал уплотнительных поверхностей.

7. Некачественная обработка деталей и их сборка.

Способы устранения повреждений

1. Повышение качества контроля литых деталей. Заварка дефектных мест электродами марки КТИ-5 производится постоянным током обратной полярности (положительный полюс на электроде) и силе тока 130—140 А. Сварка ведется на короткой дуге. После наложения каждого валика производится тщательная очистка его от шлака легкими ударами зубила и зачисткой металлической щеткой. Наплавленный электродами КТИ-5 металл обеспечивает предел прочности более 570 МПа (58 кг/мм²), предел текучести — более 274 МПа (28 кг/мм²), относительное удлинение — более 28 %. Изготовление задвижек без внутренней направляющей трубы позволяет упростить форму корпуса и понизить величину возможного температурного напряжения. Для равномерного распределения температур в корпусе задвижек следует предусматривать возможность доступа греющего пара в среднюю часть корпуса при закрытом состоянии задвижки, а также дренирования средней части задвижек больших диаметров.

2. Повышение качества наплавки. Детали из углеродистой стали вначале наплавляют хромоникелевыми электродами марки ЦТ-1 или ЦЛ-3М и после этого твердым сплавом. При наплавке на хромоникелевую сталь наплавку можно производить непосредственно. Равномерность подогрева деталей обеспечивается применением специальной электрической печи.

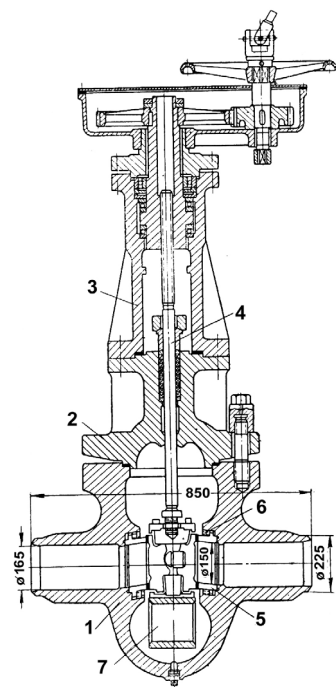


Рис. 4.101. Задвижка на сверхвысокое давление:
1 — корпус, 2 — крышка, 3 — бугель, 4 — шпindelь, 5 — тарелка, 6 — накидная гайка, 7 — направляющая труба

3. Переход на бесфланцевое соединение корпуса с крышкой. Бесфланцевое соединение имеет меньший вес, чем фланцевое, и вовсе не требует крепежного материала. Кроме того, оно обеспечивает небольшие разности температур и, следовательно, небольшие термические напряжения в отдельных деталях, что особенно важно для арматуры сверхвысоких параметров.

4. Строгое соблюдение допусков и повышение качества нарезки резьбы на шпильках и гайках. Резьбу шпилек и гаек следует изготавливать по 3-му классу точности. Для предотвращения повышенных напряжений в резьбе (от изгиба) целесообразно выполнять гайки со сферической поверхностью прилегания и с промежуточной шайбой. Шпильку в корпус арматуры завинчивают обычно до буртика или до выхода резьбы. При неточном выполнении буртика или нарезки в резьбе возникают дополнительные изгибающие напряжения. В связи с этим концу шпильки, ввинчиваемому в корпус, целесообразно придавать сферическую форму, а ввинчивание вести до упора в сферу. При такой конструкции напряжения распределяются более равномерно.

Для обеспечения лучшего отвертывания гаек можно применять сульфидирование шпилек и гаек, т. е. насыщение их поверхности на глубину 0,2 мм серой (содержание серы в поверхностном слое до 0,8 %). Применение азотирования не оправдывается, так как азотированный слой при перенапряжениях откалывается, заклинивая зазоры в резьбе, что препятствует отвертыванию гаек. В американской практике для деталей с резьбой применяются стали с повышенным содержанием серы. К ним относятся крепежная хромистая сталь марки В6, в которой содержится 0,5 % серы, и крепежная хромоникелевая сталь марки В8 (для работы при температуре не более 425 °С), содержащая 0,18—0,35 % серы.

Для удаления сломанных болтов и шпилек применяются следующие способы:

- Если сломанная шпилька выступает над корпусом, то на выступающую часть наворачивают гайку и контргайку и вывертывают остаток шпильки.
- Если конец шпильки не имеет достаточной длины и накрутить на нее гайку не удастся, то прибегают к помощи электросварки и приваривают гайку к шпильке.
- Если место обрыва находится на уровне плоскости детали или ниже ее, то на торце сломанной шпильки вырубается шлиц, при помощи которого сломанная шпилька удаляется отверткой; в случае излома на уровне плоскости на торец излома накладывают гайку и приваривают ее изнутри.
- Если диаметр болта или шпильки достаточно велик, то вместо гайки можно приварить шестигранный или квадратный стержень.

Сломанные шпильки и болты могут быть удалены также следующими способами:

- В теле сломанной шпильки сверлят отверстие с диаметром, равным половине ее диаметра; в отверстии нарезают резьбу, обратную по отношению к основной резьбе; в нарезанное отверстие ввертывают болт и при помощи ключа вывертывают сломанную шпильку, можно также в просверленное в шпильке отверстие забить трехгранный закаленный стержень и, вращая его ключом, вывернуть сломанную шпильку.
- Высверливают сломанную часть шпильки или болта так, чтобы не испортить резьбы в детали. Для этого отверстие сверлят в несколько приемов, вначале сверлами малого диаметра.

Если шпилька закалена, ее следует предварительно отжечь, нагревая пламенем горелки или паяльной лампы.

5. Правильная набивка сальника перед вводом арматуры в эксплуатацию. Арматура на складе должна храниться без сальниковой набивки. Графит должен содержать не менее 99 % углерода, и в нем должны отсутствовать примеси минеральных веществ и графитовой пыли.

6. Применение стеллитов марки ЦН-2 или ЦН-6.

7. Повышение качества обработки и сборки деталей. При обработке корпуса необходимо обеспечить относительно центральной оси (оси шпинделя):

- Перпендикулярность плоскости среднего фланца, неперпендикулярность 0,2 мм на длине 300 мм.
- Симметричность подрезки боковых плоскостей и их одинаковый уклон в месте посадки уплотнительных колец, допускается несимметричность 0,5 мм.

- Параллельность и симметричность направляющих ребер для обоймы, отклонение от параллельности не более 0,2 мм на длине 100 мм.

При обработке крышки должно быть обеспечено совпадение оси расточек и замкового выступа (несоосность не более 0,2 мм). На притертых поверхностях корпусов, уплотнительных колец, тарелок, сферическом сопряжении грибка с тарелкой и шлифованной части шпинделя, а также на поверхностях уплотнений корпуса и крышки под рифленую прокладку не допускаются царапины и прочие дефекты. В шпинделе не допускается наличие следов резца на полированной части и резких переходов у проточек и выходов для резьбы. Детали задвижек, поступающие на сборку, должны быть тщательно очищены от грязи и заусенцев, не иметь следов повреждения в результате небрежного хранения и транспортировки. Правильное положение тарелок, симметричность перекрытия притертых поверхностей в клиновом затворе обеспечивается соответствующей подгонкой грибка. Верхнее уплотнение шпинделя (конус на его заплечике) должно быть притерто к направляющей втулке в крышке для водяных задвижек и непосредственно к крышке в паровых задвижках до получения замкнутого притертого контура. Крепление бугеля с втулкой шпинделя в шариковой опоре должно исключать перекося шпинделя и защемление шарикоподшипников. Затяжка шпилек должна производиться равномерно по всей окружности и контролироваться по круговому зазору во фланцевом соединении с помощью щупа.

8. Повышение качества контроля сборки. Корпус и крышка, собранные на временных прокладках с заглушенными отверстиями, подвергаются испытанию на прочность:

- водяные задвижки давлением $P_{пр} = 50$ МПа при рабочем давлении $P = 25$ МПа;
- паровые задвижки давлением $P_{пр} = 36$ МПа при рабочем давлении $P = 18$ МПа.

Испытание на прочность длится 10 мин; при этом производится обстукивание свинцовым или медным молотком весом 0,8—1 кг. Задвижки, прошедшие испытание на прочность, подвергаются испытанию на герметичность в притирке, прокладке и сальниковой камере:

- водяные задвижки давлением $P_{пл} = 25$ МПа;
- паровые задвижки давлением $P_{пл} = 18$ МПа.

Продолжительность испытания на герметичность не менее 5 мин; при этом гидравлическое давление создается в центральной камере задвижки через дренажное отверстие.

Литые детали паровой арматуры, кроме того, подвергаются испытанию методом цветной дефектоскопии и просвечиванию гамма-лучами. Обнаруженные в процессе испытания дефекты в отливке и негерметичность металла могут быть исправлены заваркой с последующим повторным гидравлическим испытанием на прочность. Затем эти детали паровой арматуры подвергаются повторному испытанию методом цветной дефектоскопии и просвечиванию гамма-лучами. Во время испытания на герметичность проверяется легкость (без заедания) движения сопряженных деталей как внутри задвижек, так и в приводе.

V. Регулирующий питательный клапан $D_y 175$ (рис. 4.102).

Виды и характер повреждений

Клапан имеет следующие недостатки:

1. Эрозионный износ резьбы в корпусе, приводящий к увеличению расхода воды через клапан в закрытом состоянии (при разрушении резьбы наблюдается сдвиг направляющих колец, что приводит к заклиниванию клапана).

2. Излишне большие зазоры между золотником и направляющими кольцами (до 0,5 мм), приводящие к большим нерегулируемым расходам воды; попытки уменьшить зазоры до 0,08—0,10 мм приводят к нарушению работы клапана; находящиеся в потоке воды инородные тела (сварочный грат, окалина и др.), попадая в зазор между золотником и направляющими кольцами, вызывают заклинивание клапана.

3. Нарушение соосности между направляющими кольцами золотника и нижней втулкой штока (при жестком соединении золотника со штоком), приводящее к заклиниванию ходовой части.

4. Износ трущихся поверхностей скобы штока и головки внутреннего рычага, в результате чего образуются зазоры, создающие холостой ход золотника.

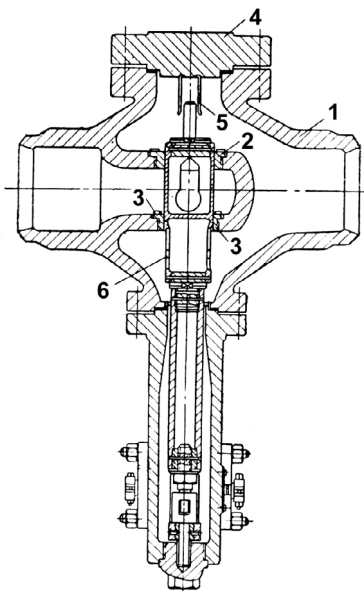


Рис. 4.102. Регулирующий питательный клапан D. 175:
1 — корпус, 2 и 3 — направляющие кольца,
4 — крышка, 5 — пластины, 6 — золотник

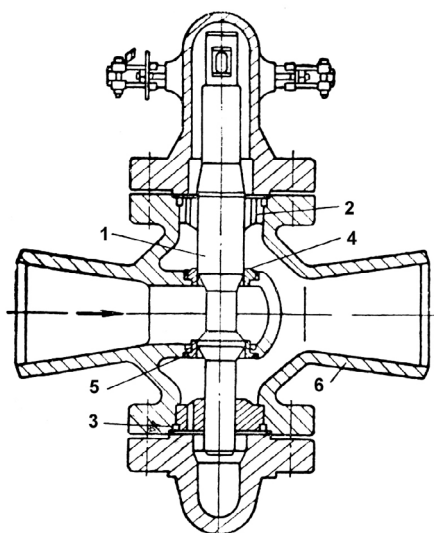


Рис. 4.103. Скальчатый питательный клапан:
1 — скалка, 2 и 3 — направляющие втулки,
4 и 5 — направляющие кольца, 6 — корпус

5. Разрушение резиновых манжет, уплотняющих валик внутреннего рычага, при температуре около 210 °С.

6. Забивание грязью канала нижней направляющей втулки штока, в результате чего клапан не закрывается.

Скальчатый клапан (рис. 4.103) имеет следующие недостатки.

1. Наличие динамического усилия, направленного вдоль оси скалки, вызывает ее вибрацию, в результате чего наблюдается износ головки внутреннего рычага и верхней упорной пластины; в некоторых случаях вибрация приводит к поломке верхней части скалки.

2. Износ материала в местах соприкосновения скалки 1 с направляющими втулками 2 и 3 со стороны, противоположной входу воды.

3. Кавитационный износ нижнего направляющего кольца 5 на расстоянии 3—4 мм от верхнего края из-за резкого сужения потока в месте входа.

4. Эрозионный износ скалки у основания конических поверхностей из-за дросселирования потока в зазоре между золотником и направляющими кольцами, вызывающий увеличение нерегулируемого расхода воды через закрытый клапан.

Указанные недостатки устраняются модернизацией клапана на поворотный (рис. 4.104), который имеет следующие положительные качества:

— простота изготовления, ремонта и ревизии;

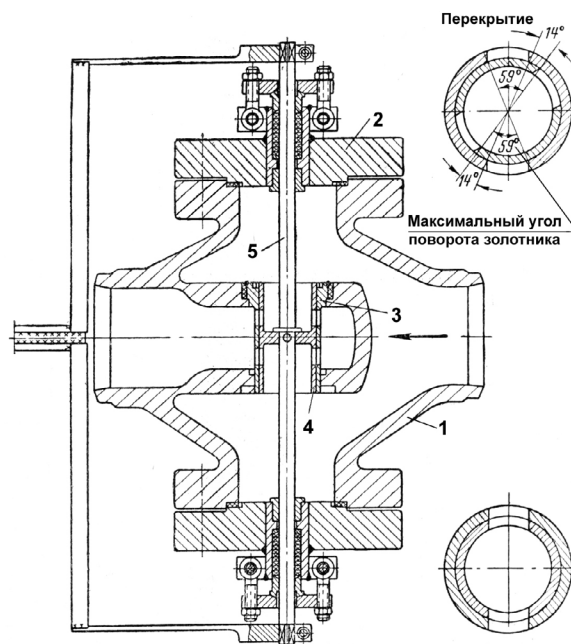


Рис. 4.104. Поворотный питательный клапан:
1 — корпус, 2 — крышка, 3 — стакан, 4 — золотник, 5 — шток

- отсутствие динамического воздействия потока воды на золотник благодаря наличию втулки;
- полная разгрузка ходовой части клапана благодаря двустороннему выводу штока; при работе клапана вибрация и осевой сдвиг штока отсутствуют;
- отсутствие внутренних рычажных и шарнирных соединений;
- надежное уплотнение вывода штока выносными сальниками; вследствие вращательного движения подвижной части клапана трение в сальниках незначительно.

VI. Регулирующий клапан $D_y 100$.

На рис. 4.105 представлен регулирующий клапан $D_y 100$ в двух модификациях. Этот клапан имеет те же недостатки, что и регулирующий питательный клапан $D_y 175$. Недостатки клапана устраняются за счет модернизации его на поворотный (рис. 4.106) с использованием существующего корпуса. После такой модернизации клапан имеет ряд преимуществ по сравнению со всеми ранее изготовлявшимися клапанами. Он очень прост в изготовлении и имеет малые габариты. Регулирование расхода воды осуществляется посредством совмещения окон золотника и стакана.

Модернизация клапана состоит в следующем. Вварные седла вырезаются и их гнезда растачиваются под посадочные размеры стакана. Вырезается доньшко на корпусе клапана, а корпус протачивается под буртик стакана. Установка и приварка стакана к корпусу производится, как указано на рис. 4.107. Зазор между стаканом и золотником не должен превышать 0,2 мм. Рычаги изготавливаются в зависимости от взаимного расположения клапана и колонки дистанционного управления.

Модернизация клапана на поворотный с использованием корпуса вентиля $D_y 100$ показана на рис. 4.108. Модернизация клапана состоит в следующем. Вварное седло из корпуса вентиля $D_y 100$ вырезается и гнездо седла растачивается под посадочные размеры втулки. Втулка запрессовывается и приваривается к корпусу электродами марки ЦЛ-3М или ЦТ-1.

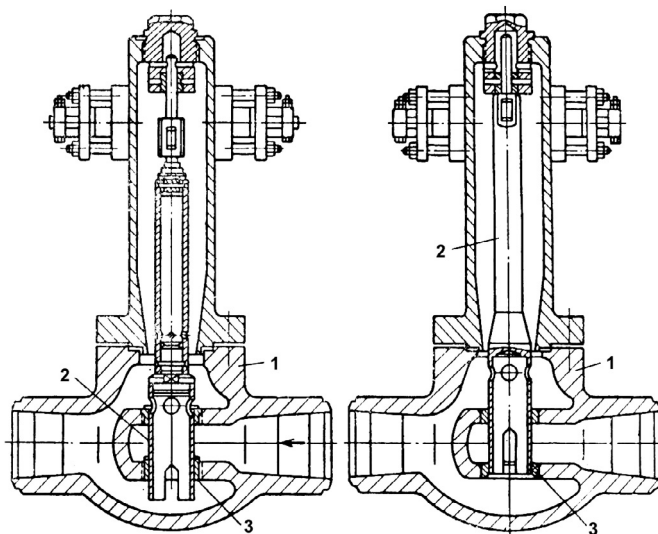


Рис. 4.105. Регулирующий клапан $D_y 100$:
1 — корпус, 2 — золотник, 3 — седло

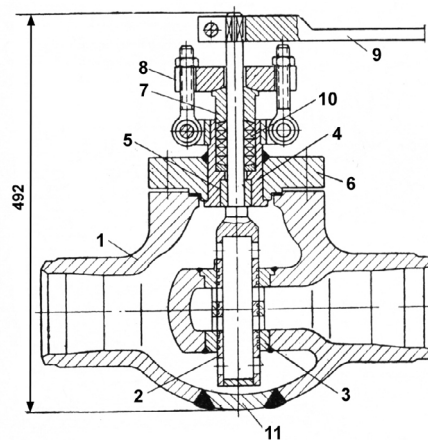


Рис. 4.106. Поворотный регулирующий клапан $D_y 100$:
1 — корпус, 2 — золотник, 3 — стакан, 4 — втулка, 5 — втулка сальника, 6 — крышка, 7 — грундбукса, 8 — прижимная планка, 9 — рычаг, 10 — сальниковая набивка, 11 — доньшко корпуса

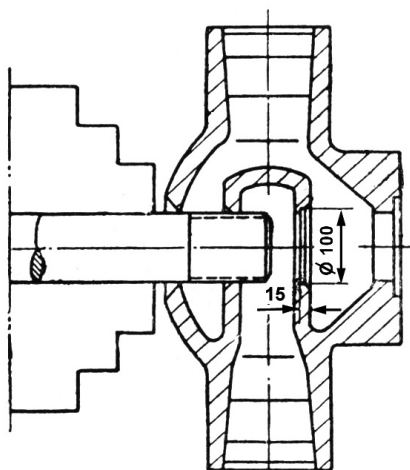


Рис. 4.107. Установка корпуса клапана для расточки под стакан

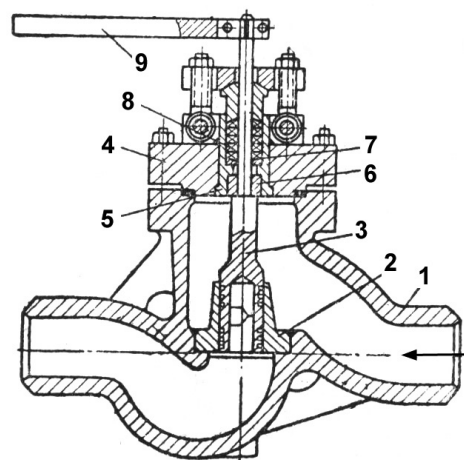


Рис. 4.108. Модернизация клапана на поворотный с использованием корпуса вентиля $D_v 100$:
1 — корпус, 2 и 6 — втулка, 3 — золотник, 4 — крышка, 5 — втулка сальника, 7 — кольцо сальника, 8 — сальниковая набивка, 9 — рычаг

VII. Рычажный предохранительный клапан (рис. 4.109).

Виды и характер повреждений

1. Дефекты конструкции: при проверке клапанов продувкой тарелки неплотно садятся на седло, в результате чего начинается пропуск пара, вызывающий износ уплотнительных поверхностей; пропуск пара через резьбу седла; быстрый износ уплотнительных поверхностей тарелки и седла вследствие неудовлетворительного качества металла; тарелка клапана не садится на седло; требуется принудительная ее посадка.

2. Дефекты ремонта: опорные и направляющие стойки имеют отклонение от вертикали; неправильная посадка тарелок в направляющих втулках; зазоры между головкой штока и демпферной шайбой не выдержаны; неправильная установка рычагов и грузов.

Указанные недостатки клапана устраняются за счет модернизации, состоящей в следующем:

1. Переделка запорных органов (рис. 4.110, а): замена плоского уплотнения шаровым, благодаря чему равнодействующая сила постоянно направлена по нормали к уплотнительной поверхности, даже при некотором отклонении штока от вертикали; замена седла, установленного в корпусе на резьбе, седлом, приваренным к корпусу, для чего старое седло из корпуса вывертывается и резьба вытачивается, устанавливается новое кольцо из углеродистой стали (Ст. 10) и приваривается к корпусу электродами марки ЦМ-7, затем кольцо наплавляется легированными электродами марки ЦЛ-3М или ЦТ-1.

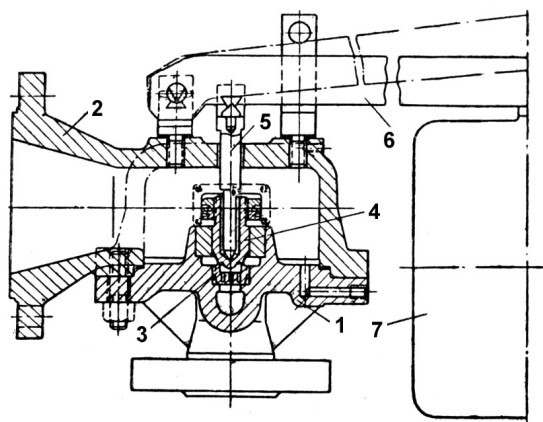


Рис. 4.109. Рычажный предохранительный клапан:
1 — корпус, 2 — выхлоп, 3 — седло, 4 — тарелка, 5 — шток, 6 — рычаг, 7 — груз

2. Переделка рычажного клапана на пружинный (рис. 4.110, б), в результате чего клапан приобретает следующие преимущества: нагрузка пружины направлена строго по оси, благодаря чему тарелка прижимается к седлу равномерно по всей уплотнительной поверхности; противодействующая сила пружины растет с увеличением высоты подъема тарелки, что при правильно выбранном соотношении диаметров прохода седла и тарелки обеспечивает четкое срабатывание пружинного клапана при закрытии.

3. Повышение качества сборки и контроля: закрепленные в корпусе клапана опорные и направляющие стойки проверяются на отклонение от вертикали; допускается отклонение не более 1 мм на 100 мм высоты.

Зазор тарелок в направляющих втулках должен лежать в следующих пределах:

Диаметр направляющей втулки, мм	Посадка	Зазор, мм
До 50	A_4/X_4	0,25—0,35
50—70	A_4/X_4	0,30—0,40

При сборке следует проверять, чтобы зазор между головкой штока и демпферной шайбой был не менее 4 мм. Рычаги должны находиться в горизонтальном положении.

Если рычаг отклоняется вниз, допускается ставить подкладку под призму штока шайбы толщиной не более 2 мм; большее отклонение не допускается. Движение рычагов в опорных и направляющих стойках должно быть свободным. Перекос рычага от вертикали допускается не более 0,5 мм. Грузы, подвешенные на рычагах, не должны перекашиваться. Правильность обработки гнезда под резьбу серьги проверяется завертыванием контрольной шпильки и проверкой отклонения ее оси; отклонение допускается до 3 мм на длине 100 мм.

VIII. Импульсно-предохранительное устройство (рис. 4.111).

Виды и характер повреждений

1. В главных клапанах, имеющих крепление седел на резьбе, как правило, наблюдаются пропуски в уплотняющих поверхностях, вследствие чего эти поверхности повреждаются.

2. При срабатывании клапана иногда лопаются пружины, для замены которых необходима полная разборка клапана.

3. Поршневые кольца под влиянием высоких температур приходят в негодность, теряют упругость, лопаются и заклиниваются в канавках поршня.

4. Сборка и разборка клапана представляют значительные трудности. Вследствие близкого расположения деталей крепления к телу крышки применение накладных ключей затруднительно, а затяжка гаек рожковыми ключами ведет к пропускам во фланцевых соединениях и к порче гаек.

5. Импульсный рычажный клапан имеет те же дефекты, которые свойственны рычажным клапанам непосредственного действия. Принудительное открытие и закрытие клапана при по-

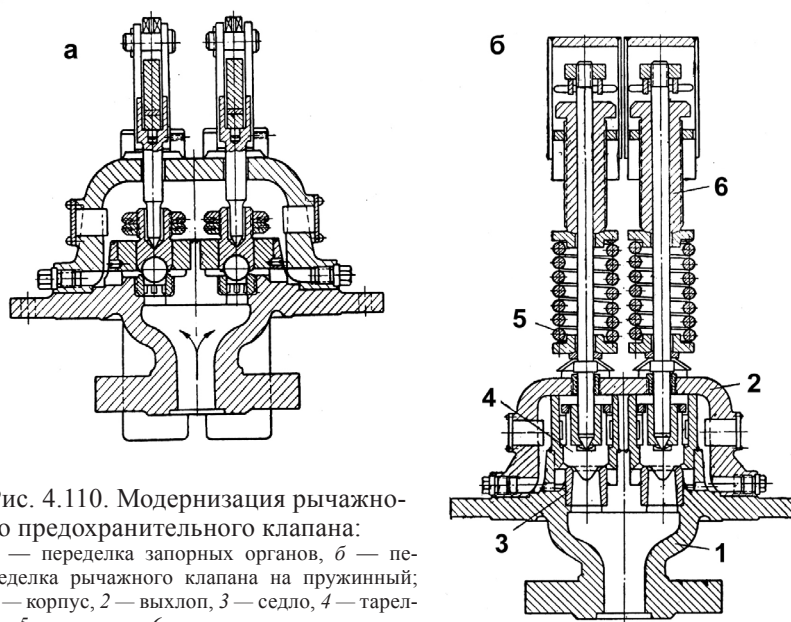


Рис. 4.110. Модернизация рычажного предохранительного клапана: а — переделка запорных органов, б — переделка рычажного клапана на пружинный; 1 — корпус, 2 — выход, 3 — седло, 4 — тарелка, 5 — пружина, 6 — втулка

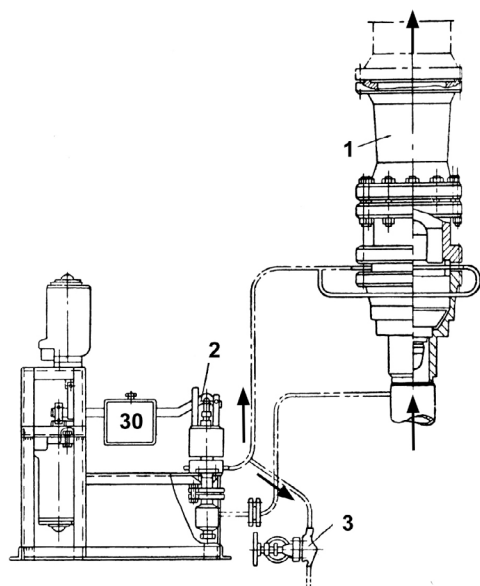


Рис. 4.111. Импульсно-предохранительное устройство:

1 — главный предохранительный клапан, 2 — импульсный клапан с электромагнитным приводом, 3 — дроссельный вентиль $D_y 10$

мощи электромагнитов не всегда дает желаемый результат по причине заедания сердечников соленоидов. Даже при дистанционном управлении многие клапаны не срабатывают вследствие большого трения сердечников в соленоидах.

Способы устранения повреждений

1. Модернизация поршневой группы (рис. 4.112). При этом верхний шток 1 и поршень 2 представляют собой две детали, соединенные между собой резьбой и стопорящимся винтом 4. Охват головки нижнего штока 3 заплечиками поршня осуществляется по всей окружности, благодаря чему устраняются перекосы ходовой части и уменьшается вероятность обрыва поршня. Верхний шток 1 выполнен диаметром 40 мм и имеет на верхнем конце резьбу с внутренним диаметром 35 мм. При обрыве одной из деталей ходовой части закрытие клапана обеспечивается приваркой в пароподводящем патрубке корпуса трех ребер 5, устанавливаемых по окружности через 120° с зазором между тарелкой и ребрами 25 мм. Ребра, обеспечивая нормальный ход тарелки, в случае обрыва деталей не позволяют клапану закрыться после падения импульсного давления в поршневой камере. Поршень выполняется сборным. На остов поршня 6 сверху надеваются

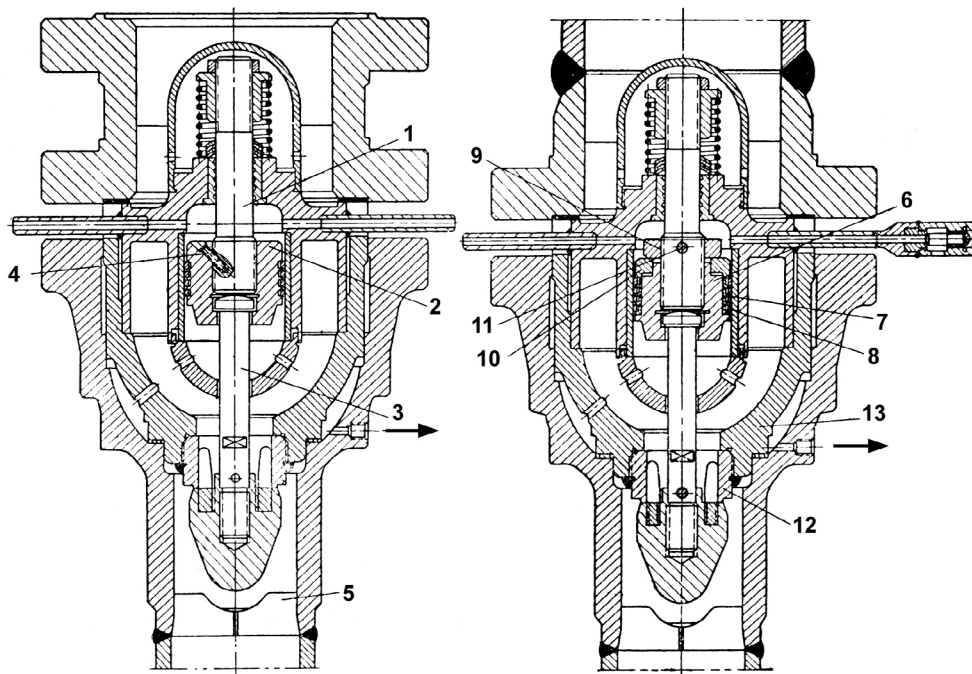


Рис. 4.112. Модернизация поршневой группы импульсно-предохранительного устройства. Обозначения см. в тексте

четыре установочных и четыре поршневых кольца 7 и 8. Крепление установочных колец осуществляется контргайкой 9 через шайбу 10; фиксация контргайки обеспечивается штифтом 11. Такая конструкция позволяет надевать поршневые кольца без предварительной деформации, благодаря чему эллипсность колец сводится к минимуму (не более 0,07 мм на сторону).

Для смягчения ударов, возникающих при срабатывании клапана, предусмотрена установка дросселя. Для предотвращения пропуска пара между уплотнительными поверхностями седла 12 и стакана 13 резьбовое соединение обваривается электродом марки ЦЛ-3М.

2. Повышение качества монтажа импульсно-предохранительного устройства. Для этого перед установкой на котельный агрегат главный предохранительный и импульсный клапаны должны обязательно подвергаться внешнему осмотру для определения возможных дефектов, полученных при транспортировке и хранении. Особое внимание должно быть обращено на выводы импульсной трубки. Перед монтажом производятся снятие заглушек и осмотр внутренних полостей клапанов на предмет обнаружения возможных повреждений и загрязнения. Запорные органы главного и импульсного клапанов при этой операции должны быть закрыты. Очистка внутренних полостей клапанов производится продувкой сжатым воздухом.

Главный предохранительный клапан приваривается к штуцеру барабана (коллектора, паропровода) в строго вертикальном положении. После приварки сварной шов подлежит обязательной термической обработке, выбор режима которой зависит от материала присоединительного патрубка. Предохранительный клапан крепится лапами к присоединительному патрубку и к специальной ферме, которая должна быть предусмотрена при монтаже котла. Ферма должна воспринимать реактивное усилие, возникающее при срабатывании главного предохранительного клапана.

Ввиду большой пропускной способности главного предохранительного клапана и возникающих при срабатывании больших реактивных сил выхлопная труба должна иметь надежное крепление. Необходимо устранять всякие дополнительные напряжения и натяг в соединениях между выхлопной (атмосферной) трубой и присоединительными фланцами выхлопных патрубков главного предохранительного клапана.

Если при монтаже труба, подводящая пар к главному предохранительному клапану, выполнена в виде калача, то необходимо обеспечить дренаж из нижней точки колена во избежание гидравлического удара.

Импульсный клапан, смонтированный с электромагнитным приводом на специальном каркасе, должен устанавливаться с учетом возможно меньшей длины пароподводящей трубы (желательно в районе площадки водоуказательных приборов прямого действия) и в местах, удобных для обслуживания и защищенных от попадания пыли и влаги.

Расположение импульсного клапана следует выбирать с учетом температурных условий для электромагнитов: температура окружающего воздуха не выше +85 °С, а относительная влажность — не более 80 %. Недопустима установка импульсного клапана в местах, подвергающихся толчкам и вибрации.

При установке импульсного клапана необходимо обеспечить выполнение следующих условий:

1. Шпindel импульсного клапана должен быть установлен строго вертикально в двух взаимно-перпендикулярных плоскостях.

2. Рычаг с подвешенным грузом и присоединенным сердечником нижнего электромагнита не должен иметь перекосов в вертикальной и горизонтальной плоскостях.

3. Электромагниты устанавливаются на каркасе строго вертикально. Оси электромагнитов должны находиться в одной плоскости с осью шпинделя, тарелки и рычага. Движение сердечников электромагнитов должно быть свободное (без заедания), для этого необходимо удалить лишнюю смазку и проверить войлочные уплотнения.

4. Опорная планка верхнего электромагнита должна быть приварена так, чтобы зазор между рычагом и вилкой составлял $(5 \pm 0,5)$ мм для обеспечения плотной посадки тарелки клапана на седло.

5. Сферические колпачки электромагнитов, закрывающие винты с прорезью, необходимо отрегулировать так, чтобы при движении сердечников электромагнитов туда поступал воздух. Винт с прорезью должен быть завинчен так, чтобы прорезь винта выходила из корпуса электромагнита примерно на 1,5—2 мм. Если винт полностью завинчен, то при подъеме сердечника под ним создается разрежение и при обесточенной электрической цепи отрегулировать клапан на заданное давление открытия затруднительно. Чрезмерное вывинчивание винта вызовет резкое движение сердечника при втягивании, что отрицательно отражается на состоянии уплотнительных поверхностей импульсных клапанов.

6. Ось отверстия сердечника нижнего электромагнита должна совпадать с осью отверстия рычага во избежание заедания при открытии импульсного клапана.

Для обеспечения надежного и своевременного воздействия на импульсный клапан реле давления должно быть установлено в месте, не подверженном вибрации, и так, чтобы длина импульсных трубок была минимальной и с минимальным количеством изгибов.

Импульсы на реле давления и на импульсный клапан должны быть взяты от того элемента (барабан, коллектор, паропровод), на котором установлен главный предохранительный клапан.

Точки отбора импульсов на реле давления и на импульсный клапан должны быть расположены на таком расстоянии от штуцера главного предохранительного клапана, чтобы во время срабатывания главного предохранительного клапана возмущение среды не сказывалось на работе реле давления и импульсного клапана. При приварке импульсных трубок необходимо следить за тем, чтобы в трубки не попадал сварочный грат. Приварку трубок рекомендуется производить газом.

Глава 5

НАСОСЫ ПАРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

5.1. Общие положения. Классификация

Насос — это машина, в которой происходит преобразование механической энергии привода в энергию давления перекачиваемой жидкости, благодаря чему осуществляется ее движение [210]. Насосы используются в составе *насосной установки* (агрегата), состоящей из одного или нескольких насосов и приводного двигателя, соединенных между собой соединительной муфтой, с необходимым комплектом измерительных приборов.

В трубопроводах ПТУ и ТЭС перемещаются различные жидкости (вода, масло, мазут, пульпа, реагенты) при различных давлениях и температурах.

В энергетике встречается большое разнообразие схем насосных установок с различными типами насосов. Однако гидравлическая часть насосной установки, включающая насос, подводящий и напорный трубопроводы с арматурой и приборами, как правило, выполняются по одинаковой схеме [211]. Принципиальная схема насосной установки приведена на рис. 5.1.

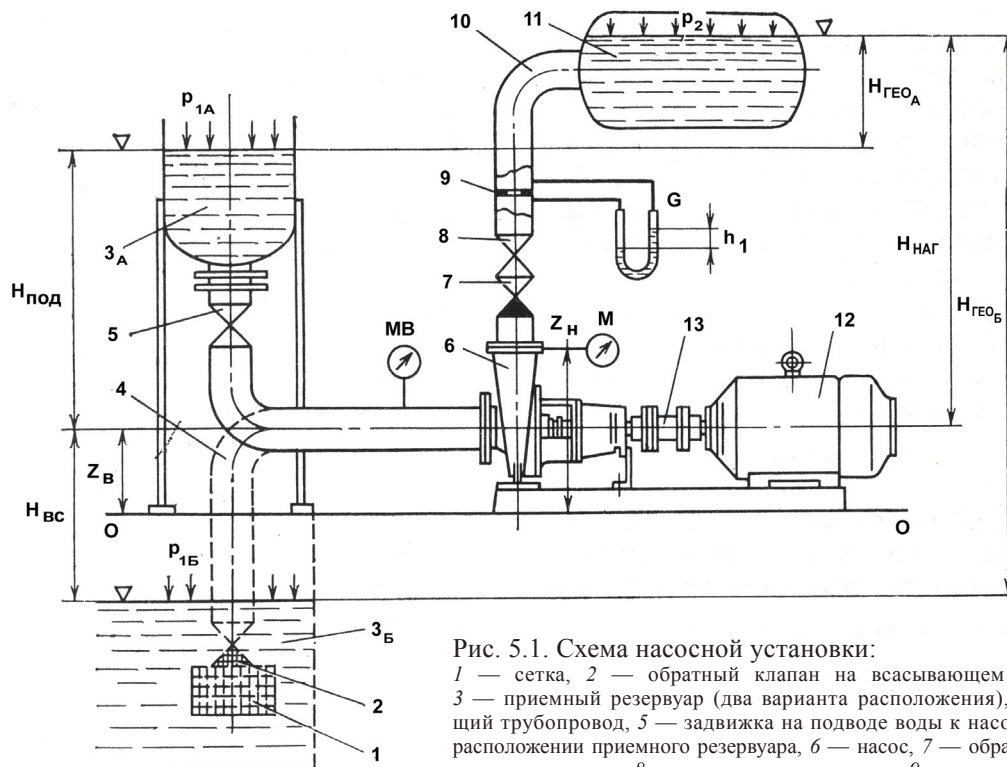


Рис. 5.1. Схема насосной установки:

1 — сетка, 2 — обратный клапан на всасывающем трубопроводе, 3 — приемный резервуар (два варианта расположения), 4 — подводящий трубопровод, 5 — задвижка на подводе воды к насосу при верхнем расположении приемного резервуара, 6 — насос, 7 — обратный клапан на нагнетании насоса, 8 — задвижка на нагнетании, 9 — сужающее устройство (диафрагма) расходомера, 10 — напорный трубопровод, 11 — напорный резервуар, 12 — приводной электродвигатель, 13 — муфта; МВ — мановакуумметр на всасывающей стороне насоса, М — манометр на нагнетании, G — расходомер

По назначению насосы ТЭС подразделяются на две группы: насосы основного технологического назначения и вспомогательные. В тепловой схеме электростанций насосы преимущественно используются для перемещения воды и в основном располагаются в помещении турбинного отделения [211].

К первой группе относятся следующие типы насосов:

- питательные;
- бустерные (предвключенные);
- конденсатные;
- дренажные;
- циркуляционные (охлаждающей воды конденсаторов);
- сетевые и подпиточные.

Во вторую группу входят:

- насосы технической воды;
- пожарные;
- насосы сырой и химически очищенной воды;
- подъемные насосы водоструйных эжекторов и газоохладителей генераторов, перекачивающие насосы баков запаса конденсата и обессоленной воды, дренажных и других баков;
- насосы смывной и эжектирующей воды;
- багерные и шламовые насосы систем гидравлического шлакозолоудаления;
- мазутные насосы;
- маслоснабжающие насосы систем смазки (главных и приводных турбин, электрических генераторов, питательных насосов и мельниц);
- некоторые другие насосы.

По принципу действия насосы можно разделить на две группы: объемные и динамические.

В насосах *объемного* типа фиксированный объем перекачиваемой жидкости отсекается и перемещается от входного к напорному патрубку, и ей сообщается дополнительная энергия, главным образом в виде энергии давления. Насосы *объемного* типа, в свою очередь, подразделяются на две группы:

- *возвратно-поступательного действия* (поршневые, плунжерные);
- *ротационные* (шестеренчатые или зубчатые, винтовые, пластинчатые).

В насосах *динамического* действия приращение энергии жидкости происходит в результате взаимодействия потока жидкости с вращающимся рабочим органом. Динамические насосы подразделяются на три группы:

- *лопастные* (центробежные — радиальные и диагональные, осевые);
- *струйные* (эжекторы, инжекторы, гидроэлеваторы);
- *вихревые* (вакуум-насосы и компрессоры низкого давления).

В лопастных насосах жидкость получает приращение энергии за счет взаимодействия с вращающимися лопастями рабочего колеса. В энергетике преобладающее распространение получили лопастные насосы, которые подразделяются по направлению потока в рабочем колесе (рис. 5.2).

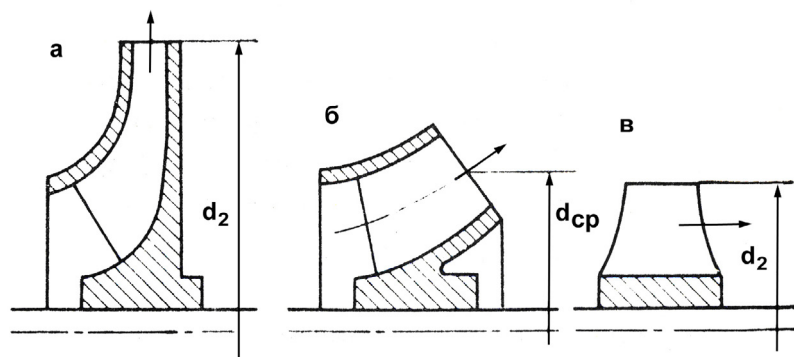


Рис. 5.2. Типы рабочих колес лопастных насосов:

a — центробежного радиального, *б* — центробежного диагонального, *в* — осевого

В качестве насосов ПТУ для перекачки воды в основном применяются лопастные насосы, для масла — лопастные (центробежные) и ротационные (зубчатые и винтовые).

Струйные насосы (эжекторы) применяются главным образом для отсоса воздуха из систем, находящихся под вакуумом.

Вихревые насосы характеризуются работой вихревого колеса, представляющего собой плоский диск с короткими радиальными прямолинейными лопастями, расположенными на периферии колеса. В корпусе имеется кольцевая полость, в которую и входят лопасти колеса. Внутренний уплотняющий выступ, плотно примыкая к наружным торцам и боковым поверхностям лопастей, разделяет всасывающий и напорный патрубки, соединенные с кольцевой полостью. При вращении колеса жидкость увлекается лопастями и одновременно под воздействием центробежной силы закручивается. Таким образом, в кольцевой полости работающего насоса образуется своеобразное парное кольцевое вихревое движение, почему насос и называется вихревым. Достоинством вихревых насосов является то, что они обладают самовсасывающей способностью, исключаяющей необходимость заливки корпуса и всасывающей линии насоса перекачиваемой жидкостью перед каждым пуском. Недостатком вихревых насосов является сравнительно невысокий КПД (18—40 %) и быстрый износ их деталей при работе на жидкостях, содержащих взвешенные твердые частицы.

Вихревые насосы обычно применяют при необходимости создания большого напора при малой подаче. Поэтому их широко применяют в химической промышленности для подачи кислот, щелочей и других химически агрессивных реагентов, где при малых подачах вследствие малой скорости протекания химических реакций необходимы высокие напоры, поскольку велики гидравлические сопротивления реакторов и давления, при которых протекают реакции. В последние годы вихревые насосы находят применение в системах перекачки сжиженного газа.

В большинстве случаев объемные и динамические насосы имеют электропривод от двигателей трехфазного тока асинхронного типа, не позволяющих непосредственно осуществлять регулирование производительности плавным изменением частоты вращения. Иногда используются двухскоростные электродвигатели со ступенчатым изменением частоты вращения. Насосы большой мощности и с высокой частотой вращения имеют паротурбинный привод. В основном это питательные насосы энергоблоков мощностью 250 МВт и выше. Главные маслоснабжающие насосы паровых турбин во многих случаях имеют привод от вала главной турбины (зубчатые и винтовые насосы).

5.2. Основные параметры и характеристики насосов

Основными характеристиками работы насоса являются его производительность (подача), создаваемый насосом напор (давление), потребляемая мощность и КПД.

Различают *объемную* и *массовую* подачу насоса. Объемная подача Q представляет собой объем жидкости, подаваемой насосом через напорный патрубок в единицу времени. Массовая подача Q_m характеризует массу жидкости, подаваемой насосом через напорный патрубок в единицу времени. Между объемной и массовой подачами существует соотношение

$$Q_m = \rho Q, \quad (5.1)$$

где Q — объемная подача, м³/с;

Q_m — массовая подача, кг/с;

ρ — плотность жидкости, кг/м³.

Важнейшей энергетической характеристикой насоса является давление, которое создается насосом и которое характеризует энергию, сообщаемую жидкости в насосе. Давление насоса определяется по формуле

$$p = p_n - p_v + 0,5\rho(C_n^2 - C_v^2) + \rho g(z_n - z_v). \quad (5.2)$$

Здесь p_n и p_b — давления на нагнетании и всасе насоса, Па;

C_n и C_b — скорость жидкости на нагнетании и всасе, м/с;

z_n и z_b — высоты, м, точек измерения давления, отсчитываемые от произвольной горизонтальной плоскости сравнения (плоскость 0—0 на рис. 5.1).

В эксплуатационной практике широко используется понятие «напор насоса», также связанное с давлением и определяемое зависимостью

$$H = p / (\rho g). \quad (5.3)$$

Напор насоса измеряется в метрах вертикального столба перекачиваемой жидкости, что следует из соотношения размерностей. С учетом выражения (5.2) получим

$$H = (p_n - p_b) / \rho g + 0,5(C_n^2 - C_b^2) / g + (z_n - z_b). \quad (5.4)$$

С энергетической точки зрения напор насоса, как видно из выражения (5.4), представляет собой сумму удельных энергий перекачиваемой жидкости на выходе и входе насоса: энергии давления $(p_n - p_b) / \rho g$, кинетической энергии $(C_n^2 - C_b^2) / (2g)$ и энергии положения $(z_n - z_b)$.

Обычно величины $(z_n - z_b)$ и $(C_n^2 - C_b^2) / (2g)$ пренебрежимо малы по сравнению с энергией давления, и поэтому напор насоса ориентировочно можно оценить по показаниям манометров на его выходе и входе:

$$H \approx (p_n - p_b) / \rho g. \quad (5.5)$$

Напор, развиваемый насосом, расходуется на преодоление сопротивления сети H_c , под которым понимают сумму гидравлических потерь ΔH , повышения давления перекачиваемой среды $(p_2 - p_1)$, изменения кинетической энергии потока $(C_n^2 - C_b^2) / (2g)$ и поднятия жидкости $z = H_{\text{наг}} - H_{\text{под}}$ (если приемный резервуар расположен ниже оси насоса $z = H_{\text{наг}} + H_{\text{вс}}$):

$$H_c = (p_2 - p_1) / \rho + 0,5(C_n^2 - C_b^2) / g + z + \Delta H. \quad (5.6)$$

Здесь индексы 2 и 1 относятся к двум сечениям — в конце нагнетательного и в начале всасывающего трактов. При работе насоса на конкретную сеть в установившемся режиме соблюдается равенство $H = H_c$.

При определении *мощности* насоса различают полезную мощность, или мощность, передаваемую жидкой среде, Вт,

$$N_n = Qp, \quad (5.7)$$

и потребляемую мощность, или мощность, подводимую к валу насоса от двигателя:

$$N = N_n / \eta_n = QH\rho g / \eta_n. \quad (5.8)$$

Коэффициент полезного действия насоса выражается как произведение трех частных КПД, характеризующих отдельные виды потерь энергии в насосе:

$$\eta_n = \eta_r \eta_{\text{об}} \eta_{\text{мех}}. \quad (5.9)$$

Здесь η_r — гидравлический КПД насоса, или отношение полезной мощности к сумме мощностей полезной и затрачиваемой на преодоление гидравлических сопротивлений в насосе; величина η_r может составлять от 0,8 до 0,96; $\eta_{\text{об}}$ — объемный КПД насоса, учитывающий дополнительные потери энергии вследствие внутренних протечек через зазоры и концевые уплотнения насоса, составляющие 0,96—0,98; $\eta_{\text{мех}}$ — механический КПД, характеризующий потери энергии на трение в подшипниках и уплотнениях насоса и от трения нерабочих поверхностей колес насоса о жидкость (в зависимости от конструкции насоса $\eta_{\text{мех}} = 0,80—0,94$). Значения КПД современных насосов лежат в пределах $\eta_n = 0,7—0,9$.

Характеристикой насоса динамического типа называется зависимость его основных параметров от подачи Q при постоянной частоте вращения n и при заданных вязкости и плотности жидкости и размерах его рабочих колес (рис. 5.3).

Важнейшей считается *напорная характеристика* $H(Q)$ насоса. Кривые $N(Q)$ и $\eta_n(Q)$ характеризуют энергетические качества насоса. Кривая $H_{\text{вс. доп}}(Q)$ дает представление о всасывающей способности насоса.

На характеристике выделяется рабочая часть — зона, в пределах которой рекомендуется длительная эксплуатация насоса, определяемая допустимым снижением его КПД (на 2—3 % от его максимального значения). На характеристике насоса выделяются режимы: экономический, соответствующий наибольшему КПД, и номинальный, обеспечивающий заданные технические параметры работы. Оба эти режима находятся в пределах рабочей части характеристики.

Характеристики насосов обычно получают экспериментальным путем. Форма характеристики насоса зависит от конфигурации его проточной части, соотношения кинематических параметров потока в проточной части, вязкости жидкости и от некоторых других факторов. Различают два вида напорных характеристик (рис. 5.4): стабильную и нестабильную. При стабильной характеристике напор непрерывно снижается от его значения при $Q = 0$ во всем диапазоне подач. В этом случае каждому значению напора соответствует единственное значение подачи.

При нестабильной характеристике лишь на определенной части кривой напор уменьшается с увеличением подачи. Точка максимума $H_{\text{макс}}$ делит напорную характеристику на две ветви: западающую $Q < Q_{H_{\text{макс}}}$ и ниспадающую $Q > Q_{H_{\text{макс}}}$. При нестабильной форме характеристики одному значению напора H_i в диапазоне от H_0 до $H_{\text{макс}}$ соответствуют два значения подачи — Q_{i1} и Q_{i2} . График $N(Q)$ называется кривой мощности, его вид зависит от типа насоса. В центробежных насосах с увеличением подачи мощность непрерывно возрастает от $N_0 \approx (0,4—0,6)N_{\text{эк}}$ до $N_{\text{макс}}$. В диагональных насосах максимальное значение мощности достигается в режиме $Q_{\text{эк}}$, а при дальнейшем увеличении подачи мощность уменьшается. Осевые насосы потребляют максимальную мощность при нулевой подаче ($Q = 0$), и с увеличением Q потребляемая мощность уменьшается. В связи с этим во избежание перегрузки электродвигателя *центробежные насосы следует запускать в работу при закрытой задвижке на напорном трубопроводе, а диагональные и осевые — при открытой.*

Характеристика $\eta_n(Q)$ имеет максимум (экономический режим, см. рис. 5.3). Для центробежных насосов характеристика имеет пологую форму, благодаря чему рабочая часть получается достаточно широкой. Характеристика допустимой вакуумметрической высоты всасывания $H_{\text{вс. доп}} = f(Q)$ представляется непрерывно падающей кривой. Падение

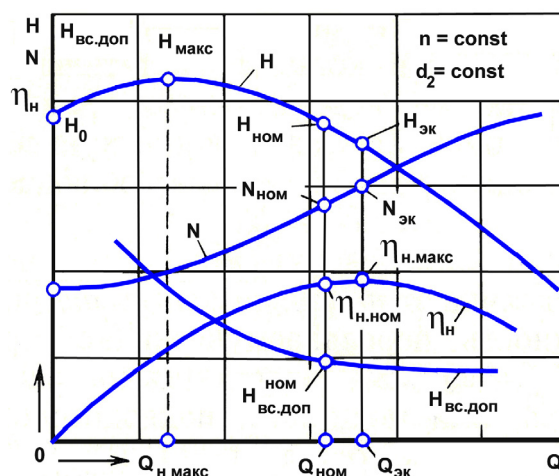


Рис. 5.3. Характеристика лопастного насоса: H — напор, развиваемый насосом, N — потребляемая мощность, η_n — КПД насоса, $H_{\text{вс. доп}}$ — допустимая высота всасывания, Q — подача насоса, n и d_2 — частота вращения и наружный диаметр рабочего колеса, $\eta_{n, \text{макс}}$ — точка максимального КПД насоса, $H_{\text{макс}}$ — точка максимального напора насоса, $Q_{\text{эк}}$ — подача насоса при максимальном КПД, $Q_{n, \text{макс}}$ — подача насоса при максимальном напоре

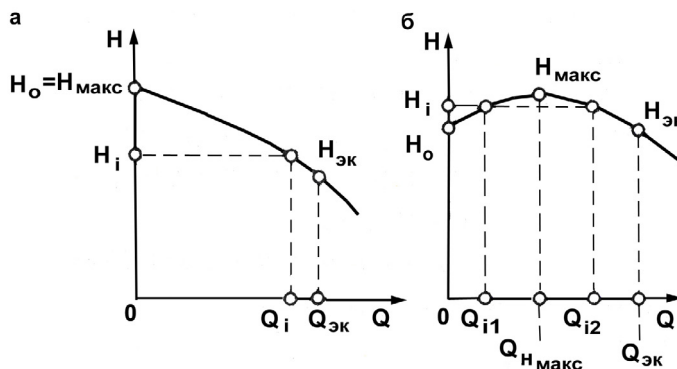


Рис. 5.4. Формы напорных характеристик насосов: а — стабильная, б — нестабильная (западающая); $H_{\text{макс}}$ — максимальный напор, H_0 — напор при нулевой подаче, $Q_{H_{\text{макс}}}$ — подача насоса при максимальном напоре, $H_{\text{эк}}$ и $Q_{\text{эк}}$ — напор и подача в точке оптимального режима работы насоса (при наибольшем КПД)

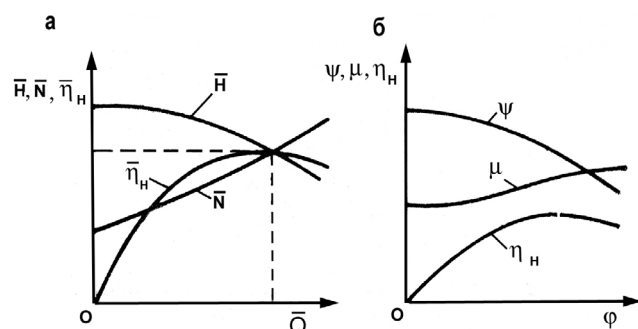


Рис. 5.5. Безразмерные характеристики насоса:
 а — относительная, б — коэффициентная; $\bar{Q}, \bar{H}, \bar{N}, \bar{\eta}$ — относительные подача, напор, мощность и КПД, отнесенные к параметрам оптимального режима; φ, ψ, μ — безразмерные коэффициенты подачи, напора и мощности

$$\bar{Q} = Q / Q_{\text{эк}}; \bar{H} = H / H_{\text{эк}}; \bar{N} = N / N_{\text{эк}}; \bar{\eta} = \eta / \eta_{\text{н.макс}}.$$

Коэффициентные характеристики (рис. 5.5, б) удобны для сравнения геометрически подобных насосов. Обычно для серии подобных насосов дается одна группа безразмерных характеристик. В нее входят безразмерные коэффициенты подачи φ , напора ψ и мощности μ , определяемые соотношениями

$$\varphi = Q / (\pi d_2 l_2 u_2); \psi = 2gH / u_2^2; \mu = \psi \varphi.$$

Здесь d_2 и l_2 — наружный диаметр и ширина канала на выходе рабочего колеса, м; u_2 — окружная скорость на выходной кромке колеса, м/с.

В зависимости от соотношения параметров (Q, H, n) изменяется форма проточной части рабочего колеса насоса. Для характеристики формы в соответствии с заданными параметрами применяется критерий — коэффициент быстроходности насоса:

$$n_s = 3,65n(Q/j)^{0,5}(H/i)^{-0,75}, \quad (5.10)$$

где j — количество потоков жидкости, соединяемых в рабочих колесах параллельно; i — количество ступеней рабочих колес, соединяемых последовательно.

Коэффициент быстроходности n_s представляет собой частоту вращения эталонного насоса, 1/мин, работающего на воде ($\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$) с полезной мощностью 736 Вт при напоре 1 м и максимальном значении КПД. Коэффициент быстроходности определяет тип проточной части насоса при оптимальном режиме.

Для ряда энергетических насосов, например питательных, приходится применять относительно малую быстроходность ($n_s = 35\text{—}70 \text{ 1/мин}$) с целью получения высокого напора при относительно малых подачах.

Высота всасывания и кавитация в насосах. Геодезическая высота всасывания $H_{\text{вс}}$ — разность отметок оси колеса насоса и свободного уровня в резервуаре, из которого жидкость всасывается (см. рис. 5.1). Движение жидкости от поверхности свободного уровня до входа в рабочее колесо происходит за счет потенциальной энергии всасываемой жидкости. Расход потенциальной энергии жидкости на ее подъем во всасывающую воронку колеса и потери энергии на преодоление сопротивления всасывающего трубопровода при известных условиях ведут к кавитации.

Кавитация — это гидродинамическое явление в гидравлических машинах, в том числе в насосах, зависящее от гидродинамических характеристик машины и физических свойств жидкости, приводящее к разрушению как движущихся, так и неподвижных частей гидравлических машин. Длительная работа лопастных насосов в условиях кавитации приводит к разрушению их рабочих колес, характер которого зависит от свойств металла и степени развития кавитации.

Кавитация начинается при падении давления жидкости до значения, равного давлению упругости ее насыщенного пара, или ниже этого давления, и сопровождается нарушением

$H_{\text{вс.доп}}$ при увеличении подачи у диагональных и осевых насосов менее значительно, чем у центробежных радиальных.

Для взаимного сравнения лопастных насосов различных конструкций и с различными размерами удобны безразмерные характеристики. В этом случае пользуются характеристиками двух типов: *относительными* и *коэффициентными*.

Относительные характеристики (рис. 5.5, а) удобны для сравнения насосов различных конструкций. В этих характеристиках текущие значения параметров отнесены к параметрам экономического (оптимального) режима:

сплошности потока и образованием пузырей или полостей (каверн), заполненных паром. Кавитационные явления могут возникать также при снижении местного давления жидкости по причинам динамического характера.

Проблема кавитации в насосах стала особенно острой в связи с повышением частоты вращения их рабочих колес, особенно у питательных насосов энергоблоков на сверхкритические начальные параметры пара.

Известно несколько видов кавитации гидромашин:

- пузырьковая;
- в форме каверн ограниченного размера;
- в форме обширных каверн.

Пузырьковая форма кавитации обычно развивается около лопастей, омываемых потоком без значительных градиентов давления. Происходит возникновение и рост пузырьков, они двигаются вдоль лопасти колеса и затем разрушаются.

Если в потоке жидкости имеются местные зоны разрежения, тогда возникают связанные с ними и с обтекаемой потоком лопастью насоса каверны — стационарные полости, охватывающие часть лопасти рабочего колеса при его вращении. При обширных кавернах занятые ими стационарные полости охватывают всю лопасть и замыкаются за ней. Наблюдения показывают, что такая форма кавитации при обтекании плоского крылового профиля начинается от его входной кромки. В хвостовой части каверна неустойчива, здесь от нее периодически отделяются участки различных размеров и форм, которые затем сносятся потоком и замыкаются.

В настоящее время принято считать, что кавитационное разрушение материала происходит из-за механического воздействия кавитирующего потока на материал. Циклический процесс разрушения одних каверн (или пузырьков) и образования новых заставляет колебаться хвостовую часть каверны на обтекаемой поверхности. Степень кавитационного повреждения лопасти зависит от давления, при котором происходит разрушение каверн. Это явление сопровождается кавитационными гидравлическими ударами, приводящими материал лопасти к усталости. Кроме поверхностного разрушения металла, вызванного усталостными явлениями в результате многократных гидравлических ударов, имеют место также отрыв и унос частиц металла жидкостью, проникающей в поры металла и выталкиваемой из них под действием колебаний давления жидкости. Пористые металлы более подвержены подобным разрушениям.

Снижение абсолютного давления в проточной части насоса до давления упругости пара перекачиваемой жидкости, приводящее к кавитации, может быть общим для всей системы или местным. Общее падение давления может быть вызвано рядом причин: увеличением геодезической высоты всасывания или уменьшением подпора на всасе, снижением абсолютного давления в системе, ростом температуры перекачиваемой жидкости. Местное уменьшение давления может быть связано с причинами динамического характера: с возрастанием скорости жидкости вследствие увеличения частоты вращения, с отрывом или сжатием потока, с отклонением линий тока от нормальных траекторий.

Необходимым условием отсутствия кавитации в насосе является превышение давления на входе в насос над давлением парообразования $p_v > p_n$. Превышение напора при входе в насос над напором, эквивалентным давлению насыщенного пара этой жидкости, приведенным к центру тяжести входного сечения, называется кавитационным запасом энергии всасывания ΔH_k .

Кавитационный запас ΔH_k может быть определен по следующей зависимости [210]:

$$\Delta H_k = (P_n - 0,5\rho w_n^2 - P_v) / (\rho g), \quad (5.11)$$

где P_n — статическое давление жидкости на входе;

P_v — давление паров жидкости при рабочей температуре;

ρ — плотность жидкости при рабочей температуре;

w_n — скорость жидкости на входе;

g — ускорение силы тяжести.

Кавитация насосов сопровождается явлениями, отрицательно сказывающимися на работе насоса: шумом и вибрацией, снижением КПД и характеристик $H(Q)$.

Для защиты насосов от кавитационного разрушения применяются меры, не связанные и связанные с изменением конструкции насоса. К первым относятся:

- уменьшение сопротивления всасывающих линий (минимальная их длина, оптимальный диаметр, отсутствие резких поворотов);
- ограничение скорости жидкости во всасывающих трубопроводах значениями 1—2 м/с при определении их диаметра;
- недопущение образования воздушных мешков при трассировке всасывающих трубопроводов (в противном случае предусматриваются устройства для удаления воздуха).

Конструктивные меры предусматриваются для первых ступеней многоступенчатых насосов. К ним относятся:

- конструирование насосов с минимальным значением коэффициента быстроходности n_s и применение колес с оптимальными входными углами лопастей;
- применение оптимального числа рабочих лопастей $z = 6—8$, а при больших значениях n_s — увеличение числа лопастей против вышеуказанного;
- удлинение лопастей в осевом направлении всасывающей воронки;
- применение гладких стенок и закругления входных кромок лопастей;
- устранение резких изменений направления потока у входа в колесо;
- применение входного направляющего аппарата для оптимальной закрутки потока;
- применение шнекоцентробежного колеса у первой ступени;
- применение первой ступени насоса с вихревым отрывом потока;
- применение бустерных насосов с пониженной частотой вращения;
- применение насосов с суперкавитирующими лопатками.

5.3. Конструкции насосов ПТУ

5.3.1. Циркуляционные насосы

Циркуляционные насосы предназначены для снабжения электростанции охлаждающей и технической водой. Удельный расход воды, циркулирующей в системе технического водоснабжения ТЭС, в среднем составляет 130 кг/(кВт·ч), на АЭС — 200 кг/(кВт·ч). Основная часть подаваемой воды направляется в конденсаторы турбин (90—97 %), а остальная часть используется на охлаждение масла, воздуха, водорода, в качестве рабочей среды в водоструйных эжекторах, подпитку теплосети, химводоочистку и другие нужды. Количество воды, подаваемой в конденсаторы различных паровых турбин, приведено в табл. 5.1.

Производительность насосов выбирается по летнему режиму, когда при высокой температуре воды требуется ее наибольшее количество. При этом увеличение расхода охлаждающей воды

Таблица 5.1

Расходы охлаждающей воды на конденсационные установки паровых турбин при расчетном значении температуры воды на входе

Марка турбины	Расход воды, м ³ /ч	Марка турбины	Расход воды, м ³ /ч
К-50-90	8000	К-500-240	52 000
ПТ-60/75-130/13, Т-50/60-130	8000	К-500-166	55 000
К-100-90, Т-110/120-130	16 000	К-500-65/3000	83 000
ПТ-135/165-130/15	12 500	К-750-65-3000	120 000
К-200-130	25000	К-800-240	73 000
К-220-44	36000	К-1000-65/1500	170 000
Т-250/300-240	28 000	К-1200-240	108 000
К-300-240	36 000		

в конденсаторы турбин в летнее время допускается не более чем на 10 %, а снижение зимой — не более чем на 50 % номинального расхода.

Количество насосов определяется прежде всего принятой схемой водоснабжения. В настоящее время применяются две основные схемы водоснабжения конденсаторов турбин: блочная схема и схема водоснабжения с магистральными водоводами.

Блочная схема водоснабжения применяется, как правило, для конденсационных ТЭС при прямоточном водоснабжении и при использовании в качестве охладителей воды водохранилищ-охладителей. Эта схема используется при незначительном удалении береговой насосной от главного корпуса электростанций, так как требует отдельных водоводов на каждую турбоустановку (два водовода на турбину). На конденсатор блока устанавливаются два циркуляционных насоса, каждый по своему водоводу на половину конденсатора или, если турбоустановка имеет два конденсатора, на один из двух конденсаторов турбоустановки. Схема проста в эксплуатации, требует минимального количества запорной арматуры. Однако отсутствие возможности маневрирования и резервирования насосного оборудования предъявляет повышенные требования к надежности насосов, так как выход из строя одного из них приводит к снижению мощности энергоблока.

В схеме с магистральными водоводами насосы на береговой насосной работают параллельно на два и более магистральных водовода большого диаметра, по которым вода подается на все конденсаторы электростанции. К каждому магистральному водоводу подключается два-три насоса и более, работающих параллельно.

Надежность снабжения конденсаторов охлаждающей водой обеспечивается подключением к каждому магистральному водоводу одной из половин конденсаторов турбин, установленных на ТЭС. Схема применяется при прямоточном водоснабжении, при оборотном водоснабжении с водохранилищами-охладителями или градирнями. В этом случае циркуляционные насосы укрупняют, принимая по одному на турбину. Схемы с магистральными водоводами позволяют регулировать расход охлаждающей воды отключением насосов, допускают резервирование насосов, что повышает надежность функционирования системы.

Вследствие усложнения коммутаций и увеличения потерь напора на ТЭС и АЭС с крупными энергоблоками эти схемы применяются редко и наиболее распространены на ТЭС с турбинами малой и средней мощности.

К циркуляционным насосам резерв не устанавливают. В зимнее время, когда при низкой температуре воды расход ее существенно снижается, часть насосов фактически является резервом.

Общее давление, создаваемое насосом, определяется давлением, необходимым для подъема воды на геодезическую высоту, а также гидравлическим сопротивлением всасывающих и напорных водоводов с арматурой и самого конденсатора.

В целях уменьшения капитальных вложений и эксплуатационных издержек наиболее рациональна одноступенчатая схема перекачки воды.

Применение двухступенчатой схемы может быть, в частности, обусловлено ограничением давления на стенки конденсатора. Так, для электростанций с градирнями производительностью 100 000 м³/ч и более необходим напор 30–40 м, а значения давлений на корпусе водяных камер эксплуатируемых конденсаторов не превышают допустимых техническими условиями 100–200 кПа.

Разрабатываемые в настоящее время конструкции конденсаторов с допустимым избыточным давлением в водяной камере до 350 кПа позволят отказаться от двухступенчатых схем.

В зависимости от схемы водоснабжения и мощности агрегатов на электростанциях в качестве циркуляционных применяются главным образом три типа насосов: осевые (типа ОПВ), центробежные вертикальные (типа В) и центробежные горизонтальные с рабочим колесом двустороннего входа (типа Д).

Осевые насосы используются преимущественно в системах прямоточного водоснабжения и устанавливаются на береговых насосных станциях. На электростанциях наибольшее распро-

Таблица 5.2

Основные технические характеристики осевых насосов

Тип насоса	Подача, м³/ч	Напор, м	Допустимый кавитационный запас, м вод. ст., не менее	Частота вращения, 1/мин	Мощность насоса, кВт	КПД, %	Диаметр рабочего колеса, мм	Габаритные размеры, м	Масса, кг
ОВ5-47	1764	5,10	4,0	730	31	80	470	1,77×0,89×2,87	1800
	2088	3,75	4,6	730	27	80	470		
	2448	6,00	6,1	730	50	80	470		
	2790	5,20	6,0	730	47	80	470		
	3060	4,20	5,5	730	44	80	470		
	2340	8,70	6,7	960	68	80	960	1,77×0,89×2,945	2100
	2772	6,30	7,9	960	59	80	960		
	3204	10,30	10,2	960	110	80	960		
	3672	9,00	10,0	960	107	80	960		
	3996	7,30	9,5	960	99	80	960		
ОВ5-55	3708	12,20	9,3	960	154	80	960	1,77×1,04×2,945	2100
	4698	14,20	13,0	960	240	80	960		
	5940	12,00	13,0	960	233	80	960		
	6444	10,00	13,3	960	220	80	960		
ОВ6-55	2232	3,80	5,0	730	29	80	550	1,77×1,04×2,945	2100
	2412	3,20	4,5	730	26	80	550		
	3312	5,80	9,0	730	65	80	550		
	3744	4,80	7,5	730	58	84,5	550		
	4248	3,40	6,5	730	49	80	550		
	2916	6,70	8,5	960	67	80	550	1,77×1,04×2,945	2100
	3168	5,40	8,0	960	58	80	550		
	3852	9,70	13,0	960	129	80	550		
	5112	7,80	13,0	960	129	84	550		
	5580	6,00	11,0	960	112	80	550		
ОПВ2-87	7488	15,10	12,0	585	383	80	870	2,24×1,59×4,495	5000
	8496	8,30	14,0	585	243	80	870		
	11412	14,30	12,0	585	495	87,5	870		
	13244	9,40	10,7	585	425	80	870		
ОПВ3-87	9892	21,40	11,8	730	647	80	870	2,24×1,59×4,495	5000
	11163	14,80	14,0	730	564	80	870		
	9936	23,80	15,0	730	795	80	870		
	13464	21,00	15,0	730	885	87	870		
	14580	16,30	14,2	730	808	80	870		
ОВ5-87	8787	8,80	9,4	585	263	80	870	2,24×1,59×4,495	5100
	9288	7,80	9,3	585	246	80	870		
	10080	11,70	11,0	585	400	80	870		
	12060	11,00	12,0	585	423	85,5	870		
	14220	7,15	11,0	585	345	80	870		
ОПВ6-87	6195	6,80	9,5	585	144	80	870	2,24×1,59×5,095	5700
	7956	4,00	8,3	585	203	80	870		
	8182	8,30	12,0	585	231	80	870		
	11520	7,80	13,0	585	292	84	870		
	14544	5,40	13,0	585	267	80	870		
	5328	4,70	6,7	485	85	80	870	2,24×1,59×5,095	5700
	6660	2,70	5,7	485	62	80	870		
	7848	5,80	11,0	485	155	80	870		
	11160	4,80	11,0	485	174	80	870		
	12132	3,70	10,0	485	153	80	870		

Продолжение табл. 5.2

Тип насоса	Подача, м³/ч	Напор, м	Допустимый кавитационный запас, м вод. ст., не менее	Частота вращения, 1/мин	Мощность насоса, кВт	КПД, %	Диаметр рабочего колеса, мм	Габаритные размеры, м	Масса, кг
ОПВ2-110	11160	14,40	10,0	485	547	80	1100	2,54×1,45×5,54	7600
	15840	8,80	14,0	485	474	80	1100		
	19368	15,30	13,0	485	916	80	1100		
	22320	10,20	11,7	485	775	80	1100		
ОПВ3-110	14400	22,00	12,0	585	1080	80	1100	2,54×1,45×5,54	7700
	17928	15,40	13,5	585	905	83	1100		
	19152	22,80	14,0	585	1368	87	1100		
	20062	21,50	13,5	585	1350	87,5	1100		
	22500	14,60	14,0	585	1160	87	1100		
ОПВ5-110	14760	9,50	10,0	485	477	80	1100	2,54×1,45×5,54	7500
	15588	8,40	10,5	485	455	80	1100		
	20520	11,50	13,0	485	750	85,5	1100		
	23892	7,80	12,0	485	632	80	1100		
ОПВ6-110	10620	7,60	10,7	485	275	80	1100	2,54×1,45×5,54	7700
	13392	4,30	9,2	485	196	80	1100		
	20160	7,50	14,0	485	487	84,5	1100		
	22392	5,40	10,8	485	412	80	1100		
	7956	4,25	6,0	365	115	80	1100	2,54×1,45×5,54	7700
	10080	2,50	5,0	365	86	80	1100		
	11520	5,30	10,0	365	204	80	1100		
	16920	4,40	10,0	365	241	84	1100		
	18360	3,30	9,0	365	206	80	1100		
ОПВ2-145	19260	14,20	10,0	365	930	80	1450	3,522×1,875×7,235	13000
	27720	8,80	13,0	365	830	80	1450		
	21528	16,40	13,0	365	1200	80	1450		
	34200	14,50	13,0	365	1550	87	1450		
	38448	10,10	12,5	365	1320	80	1450		
ОПВ5-145	24120	10,40	11,0	365	888	78	1450	3,522×1,875×7,235	12400
	26820	8,30	10,5	365	747	80	1450		
	27720	12,80	13,0	365	1380	78	1450		
	36360	11,00	14,0	365	1275	85,5	1450		
	41040	7,70	13,0	365	1075	80	1450		
ОПВ6-145	18360	7,30	10,7	365	456	80	1450	3,522×1,875×7,235	11900
	22860	4,25	9,2	365	330	80	1450		
	20520	8,20	12,0	365	572	80	1450		
	36360	6,80	13,0	365	800	84	1450		
	38520	5,30	11,0	365	695	80	1450		
	14400	4,70	7,0	290	231	80	1450	3,522×1,875×7,235	11900
	18720	2,70	6,2	290	172	80	1450		
	23400	6,00	12,0	290	478	80	1450		
	29880	5,20	12,0	290	503	84	1450		
	33300	3,70	10,2	290	419	80	1450		
ОПВ10-145	25920	15,30	11,0	365	1350	80	1450	3,91×1,875×8,16	16300
	27720	14,10	13,2	365	1300	82	1450		
	32400	18,00	12,0	365	1985	87	1450		
	34920	17,00	11,0	365	1855	87,5	1450		
	39960	12,90	13,0	365	1680	83	1450		

Окончание табл. 5.2

Тип насоса	Подача, м³/ч	Напор, м	Допустимый кавитационный запас, м вод. ст., не менее	Частота вращения, 1/мин	Мощность насоса, кВт	КПД, %	Диаметр рабочего колеса, мм	Габаритные размеры, м	Масса, кг
ОПВ2-185	32100	14,40	10,8	290	1560	80	1450	4,09×3,22×11,00	23450
	41000	9,20	16,0	290	1265	80	1450		
	37600	17,10	14,8	290	2170	80	1450		
	54700	15,80	14,8	290	2660	87,5	1450		
	63600	10,40	12,8	290	2260	80	1450		
ОПВ6-185	26280	5,70	8,5	510	80	80	1850	4,36×3,22×11,13	26200
	32760	3,25	7,2	510	363	80	1850		
	48240	6,10	12,0	250	948	84,5	1850		
	49680	5,70	11,0	250	908	85	1850		
	54760	4,70	8,0	250	766	80	1850		
ОПВ10-185	49320	20,80	15,0	333	3490	80	1850	4,36×3,22×11,13	34100
	52560	19,30	18,0	333	3400	81	1850		
	63720	24,50	16,0	333	4880	87	1850		
	66240	23,00	15,0	333	4770	87	1850		
	74800	17,70	18,0	333	4350	83	1850		
ОПВ11-185	52920	15,50	14,0	333	2785	80	1850	4,36×3,22×11,08	27500
	54900	14,30	16,0	333	2680	80	1850		
	61200	20,40	17,0	333	4040	82	1850		
	69840	18,00	14,0	333	3890	88	1850		
	79920	12,70	17,0	333	3290	84	1850		
ОПВ10-260	102240	23,10	17,0	250	8050	80	2600	6,30×4,00×14,30	90000
	105840	22,40	18,0	250	7960	81	2600		
	129240	27,80	18,0	250	11250	87	2600		
	136800	26,00	18,0	250	11130	87,5	2600		
	152640	21,00	18,0	250	10330	84,5	2600		
ОПВ11-260	109800	17,10	15,8	250	6400	80	2600	6,30×4,00×14,30	75000
	115560	15,60	18,0	250	6220	79	2600		
	122400	22,20	18,0	250	10100	80	2600		
	147600	19,50	15,5	250	8930	88	2600		
	163440	15,00	18,0	250	7950	84	2600		

Примечания. 1. Условное обозначение насоса: буквы О — осевой; П — поворотно-лопастный; В — вертикальный; первая цифра — номер модели колеса; вторая — диаметр рабочего колеса, см.

2. В таблице приведены максимальные габариты и масса для случая камерного подвода.

странение получили осевые насосы вертикального типа. Основные характеристики осевых насосов приведены в табл. 5.2.

Главным конструктивным отличием осевых насосов является способ крепления лопастей к втулке. Различают насосы с неподвижно закрепленными лопастями (жестколопастный насос, тип О) и с лопастями, угол установки которых может изменяться (поворотно-лопастный насос, тип ОП). В зависимости от типа поворотного механизма изменение угла установки лопастей (режима работы насоса) может осуществляться как на остановленном, так и на работающем насосе. На рис. 5.6 в качестве примера показана конструкция осевого насоса типа ОПВ — вертикального, консольного поворотного-лопастного [212].

Закладное кольцо 1 устанавливается в верхней части колена всасывающей трубы или над камерным подводом. На нем смонтированы переходной конфузор и камера рабочего колеса 2. На камере рабочего колеса устанавливается выправляющий аппарат 4, с которым соединяется литой диффузорный корпус 6. Корпус с отводящим коленом, выполненным под углом 60 или 90° к оси ротора, лапами опирается на фундамент. Рабочее колесо 3 представляет собой втулку с обтекателем, к которой крепятся поворотные лопасти. Во втулке расположен механизм поворота лопастей. Между торцами лопастей и камерой рабочего колеса предусматривается зазор на сторону около $0,001D$. Рабочее колесо жестко посажено на вал насоса 7.

Выправляющий аппарат представляет собой ряд неподвижных профильных лопаток, отлитых совместно с обечайкой и втулкой. Во втулке выправляющего аппарата расположен нижний опорный подшипник 5 с резиновым вкладышем. К втулке крепится обтекатель вала.

На горловине отвода установлен верхний опорный подшипник 8 с резиновым вкладышем. Вкладыши подшипников некоторых типов насосов выполнены из специального древесного пластика. Смазка нижнего и верхнего подшипников осуществляется проточной водой или водой от постороннего источника. Давление подводимой воды должно на 0,07—0,09 МПа превышать давление насоса. Уплотнение вала 9 — сальникового типа с мягкой набивкой. Валы насоса и электродвигателя соединены жесткой муфтой 10.

Втулка рабочего колеса изготавливается из стали марки 25Л, лопасти — из хромоникель-титановой стали, камера рабочего колеса из углеродистой или легированной стали. Корпусные детали — чугунные, вал — поковка углеродистой стали.

Центробежные вертикальные насосы применяются обычно в системах оборотного водоснабжения с градирнями. Они могут устанавливаться и на береговых насосных станциях. Технические характеристики насосов приведены в табл. 5.3 [212, 213].

На рис. 5.7 показана конструкция насоса типа В. Насос центробежный, консольный, вертикальный, с рабочим колесом одностороннего входа.

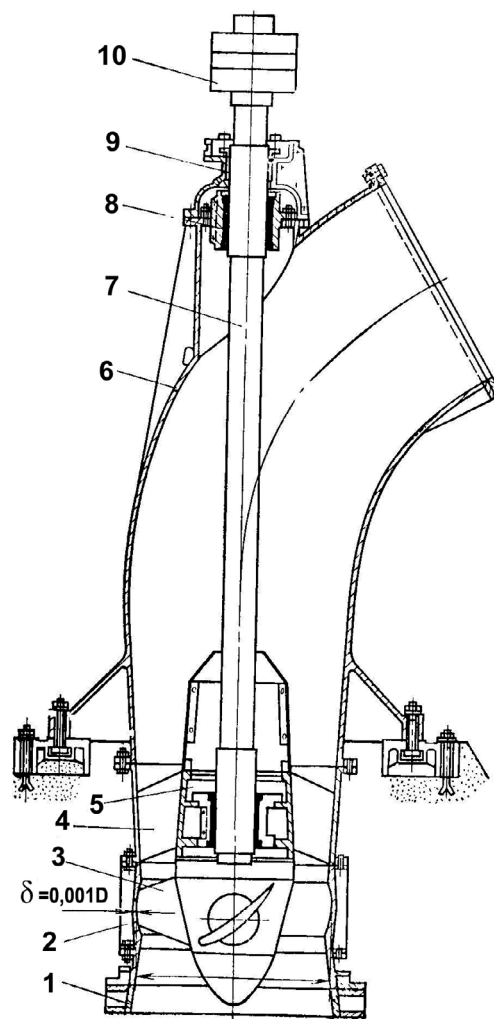


Рис. 5.6. Осевой насос типа ОПВ.
Обозначения см. в тексте

Таблица 5.3

Основные технические характеристики центробежных насосов типа В

Тип насоса	Подача, м³/с (м³/ч)	Напор, м	Кавитационный запас, м вод. ст., не менее	Частота вра- щения, 1/мин	Мощность, кВт	КПД, %	Диаметр рабочего колеса, мм	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
600В-1,6/100А (28В-12)	1,02 (3670)	103,0	10,7	750	1280	80	1100	2450×2300×4650	8450
	1,52 (5470)	90,0	13,7		1520	88			
	1,82 (6550)	73,0	15,5		1620	80			
	0,99 (3550)	95,0	10,4		1100	80			
	1,42 (5120)	82,5	13,1		1280	88			
	1,72 (6190)	68,0	14,9		1405	80			
	0,96 (3450)	81,5	10,4	600	970	80	990		
	1,44 (5190)	68,0	13,2		1130	86			
	1,60 (5760)	60,5	14,2		1180	80			
	0,98 (3530)	74,5	10,5		890	80			
	1,27 (4570)	68,0	12,3		1000	84			
	1,52 (5470)	58,0	13,5		1060	80			
600В-1,6/100-0 (28В-12)	0,76 (2736)	66,5	9,3	500	620	80	1101	2810×2850×4715	11000
	1,08 (3888)	59,0	8,6		720	87			
	1,38 (4968)	48,0	9,6		780	75			
	0,72 (2592)	56,0	9,7		490	78			
	0,96 (3456)	50,0	8,6		570	84			
	1,18 (4248)	42,0	8,7		620	79			
	0,67 (2412)	46,5	10,0	500	400	80	960		
	0,87 (3132)	44,0	8,8		440	83			
	1,00 (3600)	40,0	8,5		475	80			
	1,63 (5870)	75,0	9,4		1520	79			
	2,09 (7530)	68,0	9,4		1680	83			
	2,54 (9150)	55,5	10,3		1800	77			
800В-2,5/100-0 (32В-12)	1,48 (5330)	68,0	9,6	500	1210	80	1376		
	1,96 (7060)	61,0	9,4		1400	82			
	2,30 (8270)	51,0	9,7		1460	77			
	1,30 (4670)	48,0	10,2		800	79			
	1,63 (5870)	43,0	9,5		850	82			
	1,90 (6840)	36,0	9,4		830	80			

Тип насоса	Подача, м³/с (м³/ч)	Напор, м	Кавитационный запас, м вод. ст., не менее	Частота вращения, 1/мин	Мощность, кВт	КПД, %	Диаметр рабочего колеса, мм	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
800B-25/40 (36B-22)	2,04 (7340)	45,0	14,7	600	1120	80	1010	2850×2316×4720	13800
	2,64 (9500)	40,0	12,4		1190	87			
	3,38 (12170)	28,8	15,4		1210	80			
	1,96 (7060)	40,4	15,0		980	80			
	2,56 (9210)	35,0	12,5		1020	85			
	3,18 (11450)	25,8	14,0		1000	80			
1000B-4/63 (40B-16)	1,98 (7130)	35,9	15,0	500	870	80	940	2810×2980×4510	13000
	2,40 (8640)	31,8	12,8		900	83			
	2,94 (10580)	24,2	12,8		860	80			
	2,76 (9940)	63,0	12,8		2140	80			
	3,70 (13320)	56,0	11,5		2340	86			
	4,50 (16200)	44,0	12,6		2460	80			
1000B-4/63-0 (40B-16)	2,72 (9790)	57,0	12,8	375	1900	80	1320	2810×2980×4510	13000
	3,56 (12820)	50,0	11,6		2080	85			
	4,22 (15200)	41,5	11,8		2120	80			
	2,74 (9860)	51,0	12,8		1700	80			
	3,68 (13240)	45,0	11,7		1800	82			
	3,90 (14050)	38,5	11,5		1840	80			
1000B-4/63-0 (40B-16)	2,93 (10540)	44,0	12,5	375	1550	80	1220	2810×2980×4510	13000
	3,28 (11810)	40,5	11,9		1590	81			
	3,64 (13100)	36,0	11,5		1610	80			
	2,08 (7500)	38,5	7,0		950	80			
	2,80 (10090)	36,0	6,5		1100	90			
	3,40 (12240)	32,5	8,3		1280	85			
1000B-4/63-0 (40B-16)	1,92 (6930)	34,8	7,3	375	800	80	1365	2810×2980×4510	13000
	2,65 (9540)	32,8	6,3		970	87			
	3,20 (11520)	30,0	7,0		1080	85			
	1,70 (6120)	31,5	7,8		650	78			
	2,40 (8640)	29,5	6,3		800	85			
	2,90 (10440)	27,0	6,3		900	84			
1000B-4/63-0 (40B-16)	1,70 (6120)	29,0	8,0	375	550	80	1250	2810×2980×4510	13000
	2,25 (8100)	27,0	6,5		700	85			
	2,65 (9540)	25,2	6,3		800	84			

Окончание табл. 5.3

Тип насоса	Подача, м³/с (м³/ч)	Напор, м	Кавитационный запас, м вод. ст., не менее	Частота вращения, 1/мин	Мощность, кВт	КПД, %	Диаметр рабочего колеса, мм	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
1000В-4/40 (44В-22)	3,76 (13500)	40	12,0	500	1810	87	—	3610×2800×5335	13200
1200В-6,3/100 (52В-14)	4,05 (14580)	103,0	10,5	375	5200	80	2200	4190×4080×6850	34100
	6,10 (21960)	88,0	13,5		6150	86			
	7,65 (27540)	71,0	16,0		6500	82			
	3,85 (13860)	93,5	10,3		4400	80			
	5,85 (21060)	78,5	13,2		5300	86			
1200В-6,3/63 (52В-17)	7,20 (25920)	64,5	15,3	375	5600	82	2090	4190×4080×6850	34100
	3,80 (13680)	82,5	10,2		3800	80			
	5,50 (19800)	70,5	12,6		4500	84			
	6,70 (24120)	59,0	14,5		4750	82			
	5,90 (21200)	59,0	12,0		4180	89			
1200В-6,3/40 (58В-22)	4,42 (15900)	31,0	9,0	300	1700	86	1700	4075×3780×7000	35000
	6,30 (22680)	27,0	8,6		1900	89			
	7,42 (26700)	22,0	9,4		1880	82			
	3,92 (14100)	28,0	9,6		1330	82			
	5,58 (20100)	23,0	8,4		1460	88			
1600В-10/40 (72В-22)	6,58 (23700)	18,0	8,7	250	1450	82	1610	4850×4600×6220	34160
	3,33 (12000)	24,0	10,9		1000	76			
	4,83 (17400)	19,0	8,5		1100	88			
	5,92 (21300)	15,0	8,6		1080	82			
	8,72 (31300)	27,8	9,0		3000	88			
2000В-16/35 (В17-16/55)	15,0 (54000)	55,0	—	250	9500	86	—	5870×5235×18610	100000

Примечания. 1. Условное обозначение насоса: цифра перед буквой — диаметр напорного патрубка, мм; буква В — вертикальный; цифры в числителе — подача, м³/с, в знаменателе — напор, м.

2. В скобках даны ранее применявшиеся обозначения насосов.

Спиральный корпус 4 опирается лапами на закладные части фундамента 12. Корпус имеет разъем по оси ротора. Снизу к корпусу подсоединяется конфузорный переходник 13, служащий для соединения с всасывающим коленом. Сверху корпус закрывается литой крышкой 11. В насосах с диаметром напорного патрубка более 1000 мм корпус заливается в бетон.

Рабочее колесо 3 жестко крепится к фланцу кованого вала 8. Место крепления рабочего колеса закрывается обтекателем 1, который крепится к торцу вала винтом 2. В насосах последних выпусков обтекатель отсутствует, а втулка имеет обтекаемую форму.

В верхней крышке 11 установлен корпус 10 подшипника с древесно-слоистыми вкладышами. Для смазки подшипника по трубке 5 подводится чистая вода. К крышке крепится корпус 9 концевой уплотнения, в котором расположен сальник 6 с мягкой набивкой и нажимной втулкой 7.

Шейка вала 8 в зоне расположения подшипника имеет наплавку из нержавеющей стали. Вал насоса фланцем соединяется с валом электродвигателя. Осевое усилие и вес ротора передаются на упорный подшипник электродвигателя. Рабочее колесо и корпусные детали насосов типа В изготавливаются из чугуна.

В системах циркуляционного водоснабжения используются и насосы двустороннего входа типа Д, которые выпускаются со следующими параметрами: подача 160—12600 м³/ч; напор 15—90 м; частота вращения 485—2900 1/мин.

На рис. 5.8 показана конструкция насоса типа Д. Насос одноступенчатый, горизонтальный, с рабочим колесом двустороннего входа.

Литой чугунный корпус 3 состоит из двух половин. В нижней части корпуса отлиты опорные лапы, входной и напорный патрубки, расположенные горизонтально в противоположные стороны. Горизонтальный разъем между нижней частью корпуса и крышкой уплотняется мягкой прокладкой. Уплотняющее усилие создается шпильками, распределенными по разьему. В корпусе отлиты водопроводящие полости, образующие двусторонний полуспиральный подвод и спиральный отвод, и предусмотрены отверстия для выпуска воздуха и слива воды из насоса, закрытые резьбовыми пробками.

Ротор насоса 4 представляет собой отдельный сборочный элемент, состоящий из вала, рабочего колеса, дистанционных и защитных втулок, крепежа. Чугунное колесо крупных насосов крепится на валу двумя шпонками. Защитные втулки под сальники имеют повышенные твердость и чистоту рабочих поверхностей.

Ротор насоса имеет двусторонние выносные опоры 1, 5 в виде подшипников скольжения с консистентной или кольцевой смазкой. Разъемные корпуса подшипников на заточках шпильками крепятся к кронштейнам корпуса насоса. Для восприятия остаточного неуравновешенного осевого усилия один из подшипников 5 зафиксирован в корпусе в осевом направлении. Концевые уплотнения ротора 2 — сальникового типа с кольцами гидрозатвора, к которым подводится вода из напорной полости насоса. С электродвигателем насос соединяется упруго-пальцевой муфтой 6.

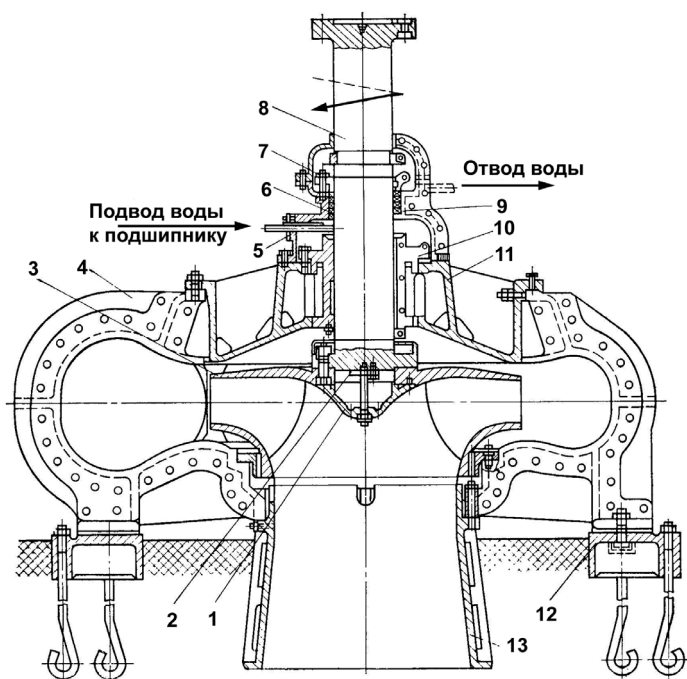


Рис. 5.7. Центробежный вертикальный насос типа В.
Обозначения см. в тексте

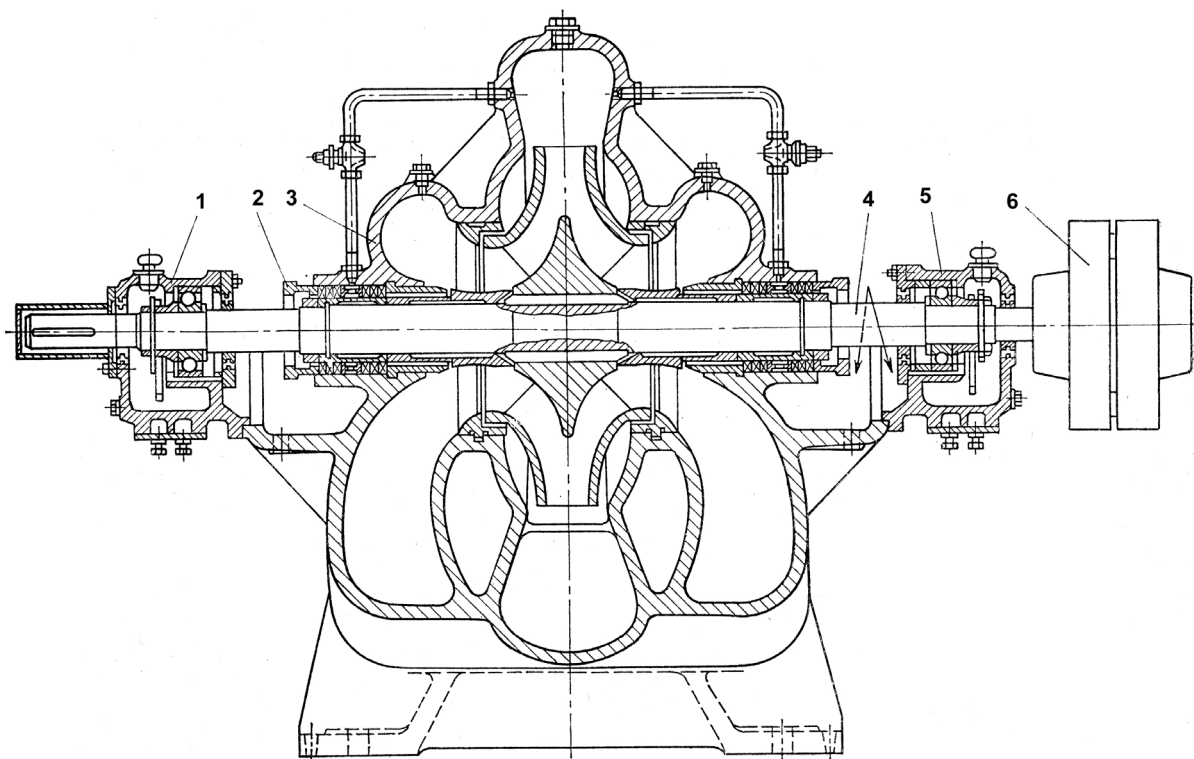


Рис. 5.8. Центробежный горизонтальный насос двустороннего входа типа Д.
Обозначения см. в тексте

Некоторые типы насосов имеют два приводных конца вала, что дает большие удобства при компоновке насосной станции. Мелкие и средние насосы поставляются на общей фундаментной плите с электродвигателем, крупные — на отдельных.

Циркуляционные насосы центробежного типа не вызывают трудностей при включении и эксплуатации в случае параллельной работы на общий водовод. Пуск центробежного насоса производится на закрытую задвижку, после достижения насосом номинальной частоты вращения открывается напорная задвижка и насос включается в работу.

Достоинства центробежных насосов заключаются в их высоких кавитационных качествах, надежности, отсутствии на характеристике насоса зоны неустойчивой работы и возможности пуска и остановки насоса на закрытую задвижку. Недостатком являются повышенные металлоемкость и радиальные габариты по сравнению с осевыми и диагональными насосами.

Насосы центробежного типа вертикального исполнения типа В используются преимущественно в оборотных системах водоснабжения с охлаждением воды в градирнях.

Горизонтальные центробежные насосы типа Д применяются на турбоустановках небольшой мощности. Характеристики этих насосов варьируются изготовлением их на различную частоту вращения при разных диаметрах рабочего колеса.

Особенности характеристик осевых насосов создают определенные затруднения при работе их на общую магистраль. При параллельной работе осевых насосов увеличение гидравлического сопротивления сети может привести к тому, что один из параллельно включенных насосов, характеристика которого может отличаться от напорных характеристик даже аналогичных насосов одного типа, перейдет на недопустимый режим работы, отвечающий нерабочей ветви характеристики.

Таблица 5.4.

Технические характеристики циркуляционных насосов типа ДПВ

Марка насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Допустимый кавитационный запас, м	Потребляемая мощность, кВт	Частота вращения, 1/мин	КПД насоса, %
96-ДПВ	16200	23	12	1160	485	88
130-ДПВ	28800	23	13	2000	365	88
170-ДПВ	43200	22	12	3500	300	88
220-ДПВ	68400	23	14	4930	250	88

Оптимальным условием включения насосов типа ОПВ и ДПВ отвечает блочная система водоснабжения, когда один насос работает на свой конденсатор или на одну половину конденсатора. В этом случае исключается взаимное воздействие насосов друг на друга.

В отличие от центробежных насосов, у которых потребляемая мощность повышается с ростом подачи, достигая наибольшего значения при максимальном расходе, у осевых и диагональных насосов потребляемая мощность растет с уменьшением расхода, при этом увеличивается напор. Пуск осевых насосов должен проводиться с открытой задвижкой, причем давление в напорном водоводе должно быть ниже указанного на характеристике допустимого статического напора. При пуске с закрытой напорной задвижкой происходит резкое увеличение напора, что может привести к поломке насоса или выходу из строя электродвигателя.

Диагональные насосы типа ДПВ по расположению лопастей рабочего колеса занимают как бы промежуточное положение между центробежным и осевым насосами, имеют более высокий напор и применяются в основном на электростанциях с оборотной системой водоснабжения с градирнями, а также для турбоустановок с боковым расположением конденсаторов. В табл. 5.4 приведены основные технические характеристики применяемых циркуляционных насосов типа ДПВ.

5.3.2. Конденсатные насосы

Конденсатные насосы предназначены для откачки из конденсатора и подачи в деаэратор конденсата отработавшего в турбине пара, конденсата греющего пара теплообменных аппаратов системы регенеративного подогрева питательной воды, химически обессоленной воды и других потоков, поступающих в конденсатор. Энергоблоки, оборудованные блочными обессоливающими установками (БОУ), имеют двухступенчатую систему откачки конденсата из конденсатора и подачи его в деаэратор. Первую ступень составляют конденсатные насосы обессоливающей установки, подающие конденсат из конденсатора в БОУ. Конденсатные насосы второй ступени подают конденсат через систему регенерации низкого давления в деаэратор. В системах регенерации со смешивающими подогревателями насосы второй ступени откачивают конденсат из этих подогревателей.

Особенность работы конденсатного насоса заключается в том, что насос откачивает жидкость, температура которой близка к температуре насыщения. Это создает угрозу срыва работы насоса и возникновения кавитационных явлений. Как указывалось выше, кавитация начинается при падении давления жидкости до значения, равного давлению упругости ее насыщенного пара или большего, и сопровождается нарушением сплошности потока и образованием пузырей или полостей (каверн), заполненных паром. Работа насоса в условиях кавитации приводит к разрушению как движущихся, так и неподвижных его частей.

Для предотвращения кавитационных явлений необходимо обеспечить во всасывающей воронке насоса избыточное давление сверх давления насыщенного пара, называемое кавитаци-

онным запасом (или минимальной величиной подпора). Степень переохлаждения конденсата незначительна, поэтому конденсатный насос должен располагаться ниже уровня воды в конденсаторе и работать при минимально возможных подпорах. Снижение уровня в конденсаторе приводит к уменьшению подпора и может привести к срыву работы насоса, если подпор упадет ниже значения, соответствующего первому критическому режиму кавитации. Поэтому должна обеспечиваться надежная работа регулятора уровня в конденсаторе и регулирующего клапана на линии конденсата.

Изменить условия всасывания можно двумя способами:

- увеличением высоты подпорного столба жидкости на всасе насоса;
- переходом на пониженную частоту вращения.

Первый способ связан с заглублением насосного агрегата относительно уровня конденсата в конденсаторе, отметка которого практически совпадает с уровнем земли. Поэтому заглубление насосов требует и соответствующего увеличения капитальных затрат по сооружению установки.

Выполнение второго способа приводит к увеличению массы и габаритных размеров самого насоса и его электропривода. Минимальные значения кавитационного запаса вызывают необходимость выполнения конденсатных насосов с низкими частотами вращения (обычно 1000—1500 1/мин).

Условия работы конденсатных насосов в области глубокого вакуума вызывают необходимость обеспечения высокой плотности уплотнений вала как при работе насоса, так и при нахождении его в резерве. При работе в условиях, близких к кавитационному срыву, возможно выделение воздуха из воды и скопление его в области всасывания, что увеличивает опасность срыва работы насоса. Для удаления выделившегося воздуха и отсоса его при запуске насоса камеры всасывания снабжены отводами в виде каналов в корпусе, соединяющих область всасывания с вакуумным пространством конденсатора.

Работа конденсатных насосов с относительно низкой частотой вращения, использование материалов, стойких к кавитационным разрушениям, установка для первой ступени насоса рабочих колес специальной конструкции с высокой всасывающей способностью приводят к тому, что они обладают более низкой экономичностью, большей металлоемкостью и более высокой стоимостью по сравнению с другими насосами на аналогичные подачи и напоры.

В турбоустановках необходимое количество конденсатных насосов выбирают с резервом. Как правило, группа насосов, перекачивающих основной конденсат, состоит из трех агрегатов с подачей, равной 50—60 % максимального расхода конденсата, а остальные группы конденсатных насосов — из двух агрегатов со 100%-ной подачей каждый. Общую подачу определяют по наибольшему пропуску пара в конденсатор с учетом регенеративных отборов турбины. Конденсатные насосы теплофикационных турбин выбираются по конденсационному режиму их работы с выключенными теплофикационными отборами для внешнего потребителя.

Давление насосов определяют с учетом давления и гидравлических сопротивлений в элементах оборудования и системе трубопроводов. При включении в тракт конденсата установки химического обессоливания насосы первого подъема (ступени) выбирают с небольшим напором, а второго подъема — с напором, необходимым для подачи конденсата через поверхностные регенеративные подогреватели низкого давления в деаэратор питательной воды.

Для применения бездеаэраторных схем требуется некоторое увеличение давления воды за последней ступенью конденсатных насосов с целью создания необходимого кавитационного запаса на всасе питательных насосов.

В качестве конденсатных насосов на электростанциях применяются центробежные насосы горизонтального и вертикального типов. Примеры их конструктивного выполнения представлены на рис. 5.9 и 5.10, типоразмеры и основные параметры насосов приводятся в табл. 5.5 [212, 213].

Для расширения диапазона экономичного использования насосов допускается изменение подачи и напора насосов в пределах указанного поля за счет обточки регулирующего колеса

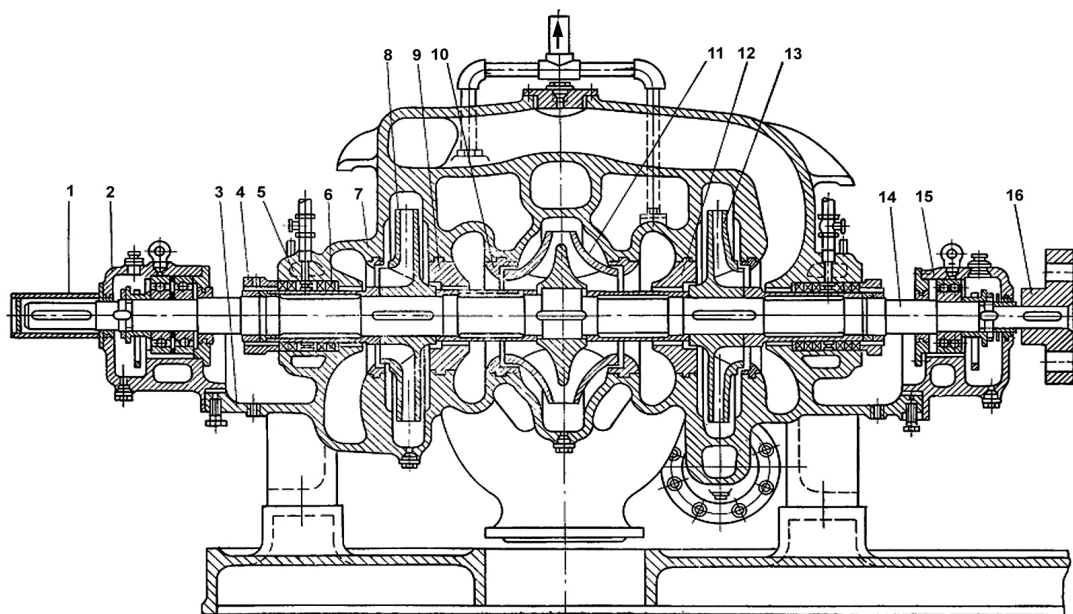


Рис. 5.9. Конденсатный насос Кс-125-140:

1 — колпак, 2 — радиально-упорный шарикоподшипник, 3 — нижняя часть корпуса, 4 — нажимная втулка, 5 — полость охлаждения сальника, 6 — сальниковые концевые уплотнения, 7 — верхняя часть корпуса, 8, 13 — рабочие колеса, 9, 12 — диафрагмы межступенчатых уплотнений, 10 — уплотняющие кольца, 11 — рабочее колесо первой ступени, 14 — вал ротора, 15 — однорядный шарикоподшипник, 16 — полумуфта

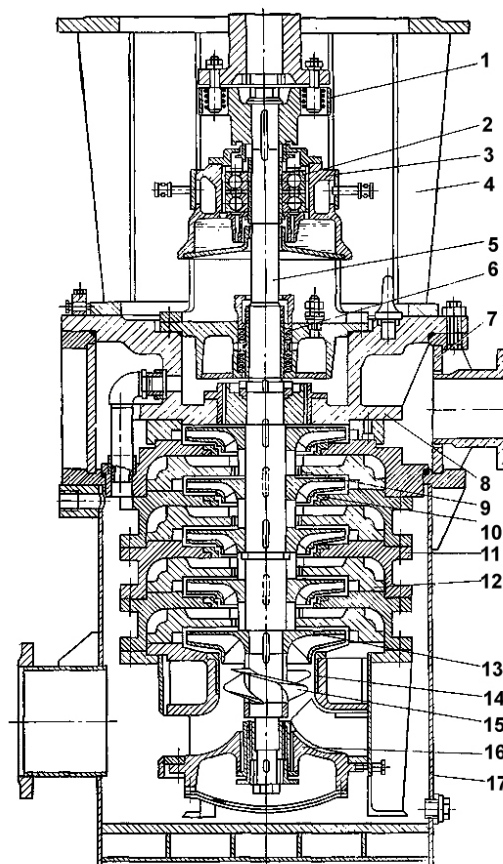


Рис. 5.10. Конденсатный насос КсВ-200-220:

1 — упругая муфта, 2 — сдвоенный опорно-упорный подшипник, 3 — корпус подшипника, 4 — опорный фонарь электродвигателя, 5 — вал, 6 — корпус сальникового уплотнения, 7 — напорная часть наружного корпуса, 8 — напорная крышка внутреннего корпуса, 9 — кольца межступенчатых уплотнений, 10 — уплотняющие кольца рабочих колес, 11 — корпус секции, 12 — выправляющий аппарат, 13 — рабочее колесо первой ступени, 14 — подвод, 15 — осевое предвключенное колесо, 16 — нижний опорный подшипник, 17 — приемная часть наружного корпуса

Таблица 5.5

Основные технические характеристики конденсатных насосов

Тип насоса	Подана, м ³ /с (м ³ /ч)	Напор, м	Допустимый кавитационный запас, м вод. ст., не менее	Давление на входе в на- сос, МПа	Частота враще- ния, 1/с (1/мин)	Мощность, кВт	КПД, %, не менее	Температура конденсата, °С	Масса насоса, кг
Kc-12-50	0,0033 (12)	50	1,6	0,392	50,0 (3000)	3,6	45	125	152
Kc-12-110	0,0033 (12)	110	1,6	0,392	50,0 (3000)	8,5	43	125	247
Kc-20-50	0,0055 (20)	50	1,8	0,392	50,0 (3000)	5,0	53	125	157
Kc-20-110	0,0055 (20)	110	1,8	0,392	50,0 (3000)	12,5	48	125	215
Kc-32-150	0,0088 (32)	150	1,8	0,392	50,0 (3000)	22,0	60	160	255
Kc-50-55	0,0138 (50)	55	1,8	0,980	25,0 (1500)	11,9	63	125	505
Kc-50-110	0,0138 (50)	110	1,8	0,980	25,0 (1500)	23,8	63	125	675
Kc-80-155	0,0222 (80)	155	1,6	0,980	50,0 (3000)	52,0	65	160	450
Kc-125-55	0,0347 (125)	55	1,6	0,392	50,0 (3000)	28,4	66	125	1115
Kc-125-140	0,0347 (125)	140	1,6	0,392	50,0 (3000)	77,0	62	125	1225
Kc-1000-220	0,2777 (1000)	220	15,0	1,274	50,0 (3000)	750,0	80	60	—
Kc-1600-220	0,4444 (1600)	220	17,5	1,274	50,0 (3000)	1170,0	82	60	—
KcA-1500-240-2a KcA-1500-240-2 (ЦН 1500-240)	0,5233 (1850) 0,4167 (1500)	170 240	25,0 25,0	0,245 1,471	49,6 (2975) 49,6 (2975)	998 998	84 84	70 70	3435 3435
KcB-200-130 KcB-200-220	0,0555 (200) 0,0555 (200)	130 220	2,0 2,0	0,392 0,392	25 (1500) 25 (1500)	100,0 168,8	71 71	125 125	3225 3225
KcB-320-160	0,0888 (320)	160	1,6	0,980	25 (1500)	168,0	76	134	2840
KcB-500-85 KcB-500-150 KcB-500-220	0,1388 (500) 0,1388 (500) 0,1388 (500)	85 150 220	1,6 1,6 2,5	0,980 0,980 0,980	16,7 (1000) 25 (1500) 25 (1500)	154,0 272,0 400,0	75 75 75	125 125 125	3800 3800 4060

KcB-1000-95 KcB-1000-180	0,2777 (1000) 0,2777 (1000)	95 150	3,5 3,5	0,589 0,297	16,7 (1000) 25 (1500)	342,0 613,0	76 80	60 60	— —
KcB-1250-40 KcB-1250-90	0,3472 (1250) 0,3472 (1250)	40 90	3,5 3,5	0,245 0,245	25 (1500) 25 (1500)	174,5 383,0	78 80	70 70	— —
KcB-1600-90 KcB-1600-140	0,4444 (1600) 0,4444 (1600)	90 140	2,8 3,5	0,589 0,245	16,7 (1000) 25,0 (1500)	515,0 762,5	76 80	60 125	— —
KcB-2000-40 KcB-2000-140 KcB-2000-180	0,5555 (2000) 0,5555 (2000) 0,5555 (2000)	40 140 180	4,5 4,5 4,5	0,294 0,294 0,294	25 (1500) 25 (1500) 25 (1500)	272,0 953,0 1226,0	80 80 80	70 70 70	— — —
KcBA-200-220	0,0555 (200)	220	2,0	0,981	24,7 (1480)	154,0	73	125	3000
KcBA-320-210	0,0889 (320)	210	2,0	0,245	24,7 (1480)	229,0	75	125	3300
KcBA-360-160	0,1000 (360)	160	2,7	0,245	24,7 (1480)	196,0	75	125	3000
KcBA-500-220	0,1389 (500)	220	2,5	0,981	24,7 (1480)	375,0	75	125	4030
KcBA-630-125	0,1750 (630)	125	2,9	0,265	24,7 (1480)	263,0	76	135	3870
KcBA-900-180	0,2500 (900)	180	3,0	0,686	12,3 (740)	505,0	80	155	7500
KcBA-1000-190	0,2889 (1040)	190	4,5	0,290	12,3 (740)	632,0	80	125	7500
KcBA-1500-120*	0,4167 (1500)	120	2,3	0,196	12,3 (740)	599,0	80	70	13130
KcBA-1500-120**	0,5139 (1850)	95	2,8	0,196	12,3 (740)	585,0	80	70	13130
KcД-230-115/3	0,0639 (230)	115	1,0	0,390	16,3 (1980)	118,0	61	125	2650
	0,0528 (190)	95	1,0	0,390	16,3 (1980)	80,0	60	125	2650
	0,0650 (234)	60	1,0	0,147	12,2 (730)	59,0	65	125	2710

Примечания. 1. Обозначения насоса: Кс — конденсатный насос (А — для АЭС, В — вертикальный, Д — диагональный); первая цифра — подача, м³/ч; вторая цифра — напор насоса, м.
2. Допустимый кавитационный запас не зависит от температуры и отнесен к оси насоса при горизонтальном исполнении или к центру входного патрубка при вертикальном исполнении.

3. Предельные отклонения по напору составляют +5 и -3 % номинального.

4. Мощность насоса дана при $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$.

5. * — диаметр рабочего колеса 655 мм, ** — диаметр рабочего колеса 650 мм.

по наружному диаметру на 10 % от первоначального его значения, при этом снижение КПД от указанного в таблице не должно превышать 3 %.

Приведем примеры условного обозначения насосов, применяемых в ПТУ АЭС. Центробежный конденсатный насос в горизонтальном исполнении для АЭС с подачей 1500 м³/ч и напором 240 м — КсА 1500-240 (ГОСТ 24465—80) и в вертикальном исполнении с подачей 500 м³/ч и напором 220 м — КсВА 500-220.

При выборе конденсатных насосов следует помнить, что основным резервом повышения экономичности конденсатных насосов является снижение неоправданно высокого напора. Ограниченная номенклатура выпускаемых насосов зачастую приводит к значительному завышению подач и напоров установленных насосов. Поскольку у конденсатных насосов нет экономичных средств регулирования, их характеристики должны выбираться с минимально необходимыми запасами. Запас на изменение режима регулирования в связи с эксплуатационным износом рабочих органов достаточно принять равным 10 % от максимального расхода. Запас по напору при этом будет зависеть от крутизны напорной характеристики. Насосы должны иметь непрерывно падающую напорную характеристику в интервале подач от 20 % до номинальной величины. Наклон напорной характеристики составляет обычно 15—20 %.

5.3.3. Питательные насосы

Питательные насосы предназначены для подачи питательной воды в котел. Питательные насосы относятся к числу наиболее ответственных вспомогательных машин ТЭС, их рассчитывают на расход питательной воды при максимальной нагрузке ПТУ с запасом не менее 5 %.

К питательным насосам предъявляется ряд специфических требований [212]:

- Конструкция насоса должна иметь внешнюю и внутреннюю герметичность и допускать температурное расширение при переменной температуре перекачиваемой жидкости.
- Насос должен быть динамически устойчивым во всем диапазоне рабочих режимов.
- Насосы должны работать надежно и длительно (не менее 10 тыс. ч) без заметного снижения параметров и замены основных деталей и узлов.
- Для устойчивой работы в системе, особенно при параллельном включении, насосы должны иметь стабильную форму напорной характеристики в интервале подач от 30 % до номинальной с крутизной не более 30 %.
- Для предотвращения обратного вращения и недопустимого нагрева воды при малых подачах насосы должны снабжаться обратными клапанами с линией рециркуляции.

Для питательных насосов применяются электро- и турбопривод. На блоках с давлением свежего пара до 13 МПа мощностью до 210 МВт применяют питательные электронасосы (рис. 5.11, а), устанавливая один рабочий и один резервный (в запасе на складе) с производительностью каждого, равной 100 % полного расхода воды или два по 50 % без резерва. На конденсационных блоках мощностью 300 МВт и теплофикационных мощностью 250 МВт с давлением пара 24 МПа устанавливают по одному рабочему питательному насосу производительностью, равной требуемому расходу воды, с приводом от паровой турбины с противодавлением и один пускорезервный электронасос с гидромuftой на 50 % полного расхода питательной воды [214].

Для более крупных блоков (500, 800 и 1200 МВт) устанавливают питательные насосы с приводом от конденсационных паровых турбин по два на 50 % полного расхода с резервированием подвода пара к приводной турбине. Бустерные насосы на старых блоках имеют самостоятельный электропривод на пониженных частотах вращения (рис. 5.11, б), для всех новых блоков насосы имеют общий привод с главным питательным насосом через понижающий редуктор (рис. 5.11, в). Насосы устанавливаются перед главными питательными насосами, имеют напор 1,5—2 МПа и предназначены для предохранения главных питательных насосов от кавитации [214].

Компоновка питательного агрегата (рис. 5.11, в) предусматривает установку турбины в его центральной части. Со стороны выхлопного патрубка ротор турбины зубчатой муфтой соединяется непосредственно с ротором питательного насоса (примерно 6300 1/мин). Со сторо-

Таблица 5.6

Основные технические характеристики питательных электронасосов

Тип насоса	Подача, м ³ /с (м ³ /ч)	Напор, м	Допустимый кавитационный запас, м вод. ст., не менее	Давление насоса, МПа	Давление на входе в насос, МПа	Мощность, кВт	КПД, %, не менее	Масса насоса, кг
Электронасосы для ТЭС								
ПЭ-65-45	0,018 (65)	440	4	3,90	0,68	108	65	1035
ПЭ-65-53	0,018 (65)	580	4	5,20	0,68	143	65	1163
ПЭ-100-53	0,028 (100)	580	4	5,20	0,68	210	68	1310
ПЭ-150-53	0,042 (150)	580	5	5,20	0,68	305	70	2047
ПЭ-150-63	0,042 (150)	700	5	6,20	0,68	370	70	2140
ПЭ-150-145	0,042 (150)	1580	8	14,20	0,68	825	71	4256
ПЭ-250-180	0,069 (250)	1975	11	17,60	0,78	1625	75	6340
ПЭ-270-150	0,075 (270)	1650	11	14,70	0,78	1445	76	4734
ПЭ-380-185	0,105 (380)	2030	12	18,10	0,98	2475	77	10920
ПЭ-380-200	0,105 (380)	2190	12	19,60	0,98	2670	77	11000
ПЭ-500-180	0,139 (500)	1975	15	17,60	0,98	3125	78	10850
ПЭ-500-185	0,161 (500)	2030	15	18,10	0,98	3590	81	10850
ПЭ-580-200	0,161 (580)	2190	15	19,60	0,98	3875	81	10930
ПЭ-600-300	0,167 (600)	3920	15	29,40	2,38	6360	77	12080
ПЭ-720-185	0,200 (720)	2030	15	18,10	0,98	4400	82	10930
ПЭ-780-185	0,217 (780)	2030	15	18,10	0,98	4890	80	16380
ПЭ-780-210	0,217 (780)	2330	15	20,60	0,98	5315	80	16600
ПЭ-900-185	0,250 (900)	2030	15	18,10	0,98	5500	82	16490
Электронасосы для АЭС								
ПЭА-65-50	0,018 (65)	580	6	5,14	2,35	148	—	1600
ПЭА-250-80	0,069 (250)	880	9	7,58	1,47	725	—	4650
ПЭА-850-65	0,236 (850)	714	9	6,34	0,88	1870	—	6000
ПЭА-1650-75/80	0,458 (1650)	830	15	7,33	0,88	4100	—	11100
	0,458 (1650)	910	15	7,85	1,47	4385	—	13790

Примечания. 1. Обозначения насоса: ПЭ — питательный электронасос; А — для АЭС; первая цифра — подача, м³/ч; вторая цифра — давление насоса, кг/см²; возможны дополнительные цифры, обозначающие конструктивную модификацию насоса.
 2. Допустимый кавитационный запас не зависит от температуры перекачиваемой жидкости и отнесен к оси насоса.
 3. Параметры насосов с давлением 17,6 МПа указаны без отбора от промежуточной ступени насоса.
 4. Масса указана для насоса без двигателя.

Таблица 5.7

Основные технические характеристики питательных турбонасосов

Тип насоса	Подача, м ³ /с (м ³ /ч)	Давление на- соса, МПа	Давление на входе в насос, МПа, не менее	Давление пара на входе в турби- ну, МПа	Частота вращения (расчетная), 1/мин	Мощность, кВт
Турбонасосы для ТЭС						
ПТН-30-54-35	0,008 (30)	5,3	0,03	3,40	10000	115
ПТН-70-60-35	0,019 (70)	5,9	0,21	3,40	5400	185
ПТН-60-27-15	0,017 (60)	2,7	0,39	1,45	7000	110
ПТН-115-60-35	0,032 (115)	5,9	0,21	3,40	5300	260
ПТН-270-140-90	0,075 (270)	13,7	0,62	8,80	5000	1460
ПТН-500-186-130	0,139 (500)	18,2	0,62	12,70	6300	3490
ПТН-1150-340-15	0,320 (1150)	33,2	1,47	1,45	6000	12500
Турбонасосы для АЭС						
ПТА-3750-75	1,042 (3750)	7,19	2,65	7,25	3500	9130
ПТА-3800-20	1,056 (3800)	1,90	0,98	1,93	1800	2450

Примечания. 1. Обозначения насоса: ПТН — питательный турбонасос; ПТА — питательный турбонасос для АЭС; первая цифра — подача, м³/ч; вторая цифра — давление насоса, кг/см²; третья — начальное давление пара, кг/см².
2. Для турбонасоса ПТН-270-140-90 и ПТН-500-186-130 давление на входе в насос приведено для выходного патрубка предвключенного насоса.

- Насосы с подачей 0,105 м³/с и выше должны допускать отбор воды от промежуточной ступени до 10 % номинальной подачи с давлением 3,9—7,4 МПа при работе в номинальном режиме.
- На недогрузочных режимах допускается повышение давления отбора на 18—30 % номинального.

С ростом параметров пара ПТУ повышается относительная и абсолютная мощность питательных насосов, и их экономичность заметно отражается на экономичности всей турбоустановки. При этом КПД приводных турбин становится выше, чем электродвигателей, и турбопривод питательных насосов оказывается более предпочтительным. Применение электропривода ограничивается трудностями конструирования асинхронных электродвигателей большой мощности, имеющих верхний предел единичной мощности около 6—8 МВт. Выше этой границы пришлось бы переходить к синхронным электродвигателям, менее удобным при пусках и в эксплуатации, или применять несколько параллельно включенных электропитательных насосов, что усложняет и удорожает установку [214].

С повышением давления в котлах приходится увеличивать частоту вращения ротора насоса до 6000—8000 1/мин во избежание чрезмерного увеличения числа ступеней и длины вала. При электроприводе необходимо применять повышающий редуктор, что связано с дополнительной потерей энергии. Турбопривод не имеет ограничений по частоте вращения. КПД нетто установок с блоками К-300-240 благодаря использованию турбопривода питательных насосов повышается на 0,4—1,0 % по сравнению с установками с электроприводом [214].

Для нормальной бескавитационной работы питательного и бустерного насосов большое значение имеет высота уровня воды в деаэрационном баке относительно оси насоса. При деаэраторах повышенного давления уровень должен составлять 22—25 м, при деаэраторах атмосферного типа допускается подпор на всасе насосов 10 м. Для параллельной работы насосов большое значение имеет вид напорной характеристики. Параллельная работа насосов, обладающих неустойчивой формой напорной характеристики с восходящим участком в зоне малых подач, не всегда возможна, так как при определенных условиях сопровождается резкими колебаниями производительности и гидравлическими ударами [214].

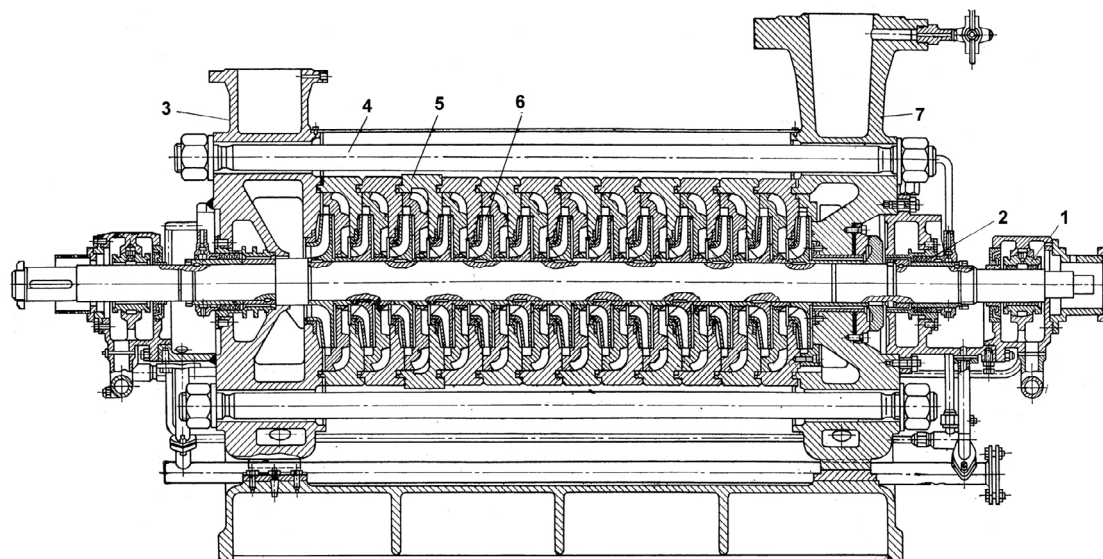


Рис. 5.12. Продольный разрез питательного насоса ПЭ-250-180.
Обозначения см. в тексте

На рис. 5.12 в качестве примера [212] показан насос ПЭ-250-180. Насос однокорпусный, секционный типа, с односторонним расположением рабочих колес. Корпус насоса состоит из секций 5, крышек входной 3 и напорной 7, соединенных между собой стяжными болтами 4. Крышки выполнены из углеродистой стали. В местах возможного размыва крышек предусмотрена эрозийно-стойкая наплавка. Для направленного теплового расширения насоса в нижней части крышек имеются продольные шпонки. Каждая крышка имеет две лапы, опорные поверхности которых лежат в горизонтальной плоскости, проходящей через ось насоса. Опорными лапами корпус крепится к плите. Лапы со стороны входа фиксируются на плите поперечными шпонками. Во входных крышках выполнены подводные каналы. В напорной крышке крепятся детали гидравлической разгрузки и корпус концевого уплотнения. Секции 5, изготовленные из поковок хромистой стали, для облегчения сборки и разборки насоса имеют монтажные лапы. Уплотнение стыков секций осуществляется путем металлического контакта в уплотняющих поясах за счет усилия стяжных болтов. В качестве дополнительного уплотнения в этих стыках установлены кольца из термостойкой резины. В секциях по напряженной посадке установлены литые выправляющие аппараты лопаточного типа из хромистой стали.

Ротор насоса 6 состоит из вала, комплекта рабочих колес, посаженных на вал по скользящей посадке, деталей гидравлической разгрузки, защитных втулок и зубчатой полумуфты. В насосе ПЭ-250 свободный конец вала служит для указателя осевого сдвига. Все рабочие колеса, кроме первой ступени, имеют одинаковую проточную часть. Колеса выполнены из хромистой стали. Опорами ротора служат подшипники скольжения с принудительной смазкой. Подшипники 1 имеют цилиндрические вкладыши.

Концевые уплотнения 2 — сальникового типа. Корпуса концевых уплотнений имеют полости для протока охлаждающей воды из технического водопровода. Резиновые уплотнительные кольца препятствуют попаданию охлаждающей воды в рабочую полость насоса. Охлаждающая вода подводится также к нажимным буксам сальника для предотвращения парения из уплотнений.

С помощью зубчатой муфты насос непосредственно соединяется с электродвигателем. Зубчатая муфта имеет защитный разъемный корпус, который фланцем крепится к корпусу подшип-

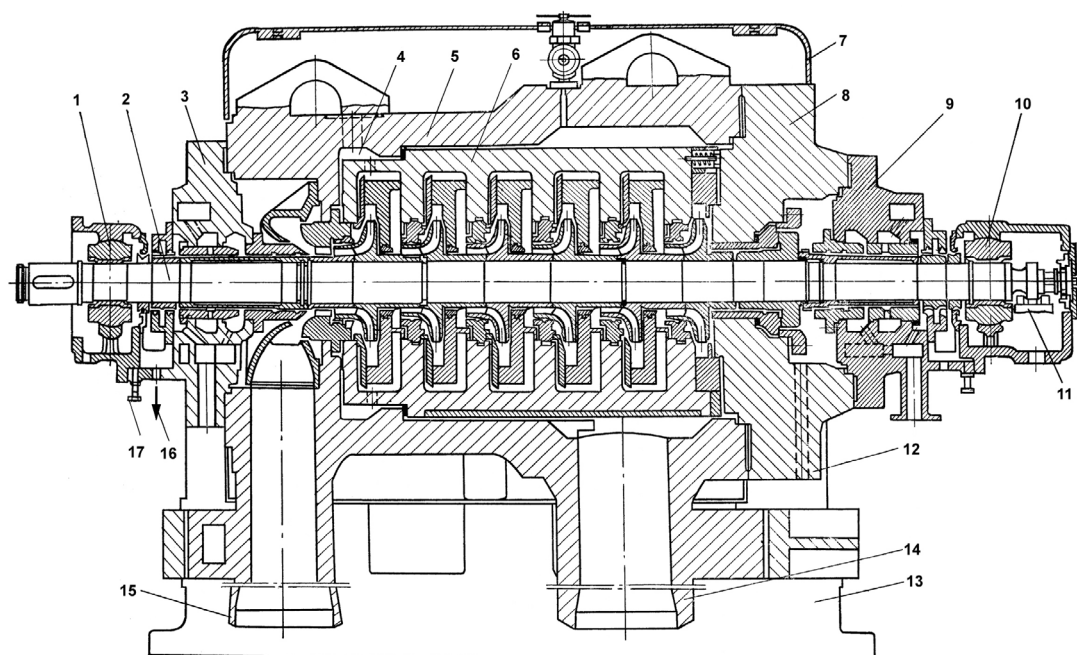


Рис. 5.13. Продольный разрез питательного насоса СВПТ-350-1350:

1 — передний подшипник, 2 — ротор, 3 — корпус переднего уплотнения, 4 — камера отбора, 5 — внешний корпус, 6 — внутренний корпус, 7 — обшивка, 8 — крышка цилиндра, 9 — корпус заднего уплотнения, 10 — задний подшипник, 11 — датчик осевого сдвига, 12 — отверстия для перепуска жидкости из камеры разгрузки на всасывание насоса, 13 — рама, 14 — напорный патрубок, 15 — всасывающий патрубок, 16 — протечки в дренаж, 17 — регулирующий болт

ника. Направление вращения ротора насоса — по часовой стрелке, если смотреть со стороны приводного электродвигателя.

На рис. 5.13 в качестве примера показан продольный разрез питательного насоса СВПТ-350-1350 ЛМЗ, предназначенного для подачи питательной воды к котлам энергоблоков мощностью 800 МВт [214]. На блок с приводом от конденсационных паровых турбин ОК-18ПУ-800 устанавливаются два таких насоса. Турбины имеют по одному нерегулируемому отбору пара, используемому для деаэрационной приставки конденсатора. Каждый насос рассчитан на половину производительность котла. Питательный насос выполнен двухкорпусным. Внешний корпус 5 состоит из ковано-сварного цилиндра с приваренными к нему снизу всасывающим и напорным патрубками и лапами. Внутренний корпус 6, разъемный в горизонтальной плоскости, выполнен ковано-сварным. В корпус закладываются литые фрезерованные выправляющие аппараты. Цилиндр со стороны нагнетания закрыт кованой крышкой 8, присоединяемой с помощью круглого фланца. Все рабочие колеса имеют одинаковые размеры проточной части и насаживаются втулками на вал. За первой ступенью насоса предусмотрен отбор воды на впрыски для регулирования температуры промежуточного перегрева пара. К концевым уплотнениям щелевого типа подводится холодный конденсат под давлением 2 МПа. Отвод утечки воды из уплотнений производится в деаэратор, в конденсатор, в атмосферный бак и в сливную систему.

Во время работы насоса из-за разности давлений воды по обе стороны рабочих колес возникает осевое усилие, направленное в сторону всасывания. Для восприятия этого усилия предусмотрена гидравлическая система, состоящая из разгрузочного диска, закрепленного на валу с нагнетательной стороны насоса, и разгрузочной камеры, соединенной трубой со всасывающей стороной насоса. Разность давлений воды на разгрузочный диск уравнивает осевое усилие в насосе.

Насос, изображенный на рис. 5.13, имеет производительность $1500 \text{ м}^3/\text{ч}$ при давлении на всасе около 2 МПа и на нагнетании 34,3 МПа, рассчитан на перекачку воды при температуре до 165°C , имеет частоту вращения 5500 1/мин и мощность 16,2 МВт. Насос имеет шесть ступеней, его КПД составляет 83 %.

Обратные клапаны на напорных трубопроводах питательных насосов снабжены сбросными (разгрузочными) устройствами (см. рис. 5.11), обеспечивающими проток питательной воды через насос с расходом 10—15 % от номинального со сбросом в деаэратор. Сбросные устройства предназначены для предупреждения запаривания насоса при пуске и при работе на холостом ходу. Открытие сбросного клапана при пуске насоса осуществляется автоматически путем его блокировки с пусковой аппаратурой привода насоса.

Для питательных агрегатов поставляются два типа гидромуфт: жиклерные и черпательные. Жиклерные гидромуфты проще по конструкции, но хуже по динамическим характеристикам. Для питательных насосов, где частота вращения ротора насоса составляет 2900 1/мин , гидромуфта устанавливается между электродвигателем и насосом (см. рис. 5.11, а), а для питательных насосов с частотой вращения более 3000 1/мин — между электродвигателем и повышающим редуктором.

Паровые турбины конденсационного типа ОК-18ПУ-500 и ОК-18ПУ-800 КТЗ предназначены для привода питательного и бустерного насосов энергоблоков мощностью 500 и 800 МВт. Они рассчитаны для работы с переменной частотой вращения ротора в широком диапазоне при переменных начальных и конечных параметрах пара, поступающего из промежуточного нерегулируемого отбора главной турбины. Номинальная мощность турбин равна соответственно 10,3 и 15,55 МВт, давление пара перед стопорным клапаном 0,84 и 1,42 МПа, номинальная температура пара 378 и 443°C . Турбины имеют восемь активных ступеней давления. Конденсаторы турбин регенеративные, двухходовые, с площадью поверхности охлаждения 1200 м^2 , с расходом охлаждающей воды $3400 \text{ м}^3/\text{ч}$, с давлением $p_k = 0,006 \text{ МПа}$, имеют в конденсаторосборниках деаэрационные приставки пленочного типа с омегаобразными элементами из нержавеющей стали, питаемые паром из отбора приводных турбин [214].

5.3.4. Сетевые насосы

Сетевые насосы служат для подачи горячей воды по теплофикационным сетям и в зависимости от места установки применяются в качестве насосов первого подъема, подающих воду из обратного трубопровода в подогреватели; насосов второго подъема для подачи воды после подогревателей в теплофикационную сеть; рециркуляционных, установленных после водогрейных котлов.

Сетевые насосы могут работать как на ТЭЦ, так и на промежуточных насосных станциях теплофикационных систем. Сетевые насосы должны обладать повышенной надежностью, так как перебои или неполадки в работе насосов сказываются на режиме работы ТЭЦ и потребителей. Основной особенностью работы сетевых насосов являются колебания температуры подаваемой воды в широких пределах, что, в свою очередь, вызывает изменение давления внутри насоса. Сетевые насосы должны надежно работать в широком диапазоне подач, что, безусловно, требует стабильной формы напорной характеристики. Изменение параметров отдельных типов насосов может быть достигнуто за счет подрезки колес по наружному диаметру в пределах, оговоренных заводом-изготовителем. Снижение КПД при этом не должно превышать 3 %.

Сетевые насосы предназначены для работы на чистой воде с содержанием твердых включений не более 5 мг/кг с размером частичек до $0,2 \text{ мм}$. Параметры сетевых насосов оговорены ГОСТ 22465—88.

В качестве сетевых используются центробежные горизонтальные насосы с приводом от электродвигателя. В зависимости от размера они могут поставляться как на общей, так и на раздельной фундаментных плитах. В зависимости от создаваемого напора могут быть одно- и двухступенчатые, с синхронными частотами вращения 1500 и 3000 1/мин .

Основные технические характеристики насосов приведены в табл. 5.8 [212, 213], а поле их характеристик — на рис. 5.14.

Таблица 5.8

Основные технические характеристики сетевых насосов

Тип насоса	Подача, м ³ /с (м ³ /ч)	Напор, м	Допустимый кави- тационный запас, м вод. ст., не менее	Давление на входе в насос, МПа (кгс/ см ²), не более	Частота вращения (синхронная), 1/с (1/мин)	Мощность, кВт	КПД, %, не менее	Температура пере- качиваемой воды, °С, не более	Масса насоса, кг
СЭ-160-50	0,044 (160)	50	5,5	0,39 (4)	50 (3000)	29	73	393 (120)	—
СЭ-160-70	0,044 (160)	70	5,5	0,39 (4)	50 (3000)	37	79		—
СЭ-160-100	0,044 (160)	100	5,5	0,39 (4)	50 (3000)	59	71		—
СЭ-250-50	0,069 (250)	50	7,0	0,39 (4)	50 (3000)	41	80		—
СЭ-320-110	0,089 (320)	110	8,0	0,39 (4)	50 (3000)	114	80		—
СЭ-500-70-11	0,139 (500)	70	10,0	1,08 (11)	50 (3000)	103	82		1034
СЭ-500-70-16	0,139 (500)	70	10,0	1,57 (16)	50 (3000)	103	82		1034
СЭ-500-140	0,139 (500)	140	10,0	1,57 (16)	50 (3000)	210	81		—
СЭ-800-55-11	0,221 (800)	55	5,5	1,08 (11)	25 (1500)	132	81		1514
СЭ-800-55-16	0,221 (800)	55	5,5	1,57 (16)	25 (1500)	132	81	453 (180)	1514
СЭ-800-100-11	0,221 (800)	100	5,5	1,08 (11)	25 (1500)	243	80		3035
СЭ-800-100-16	0,221 (800)	100	5,5	1,57 (16)	25 (1500)	243	80		3035
СЭ-800-160	0,221 (800)	160	14,0	1,57 (16)	50 (3000)	378	82		—
СЭ-1250-45-11	0,347 (1250)	45	7,5	1,08 (11)	25 (1500)	166	82		2125
СЭ-1250-45-25	0,347 (1250)	45	7,5	2,45 (25)	25 (1500)	166	82		2125
СЭ-1250-70-11	0,347 (1250)	70	7,5	1,08 (11)	25 (1500)	260	82		1621
СЭ-1250-70-16	0,347 (1250)	70	7,5	1,57 (16)	25 (1500)	260	82		1621
СЭ-1250-100	0,347 (1250)	100	7,5	1,57 (16)	25 (1500)	370	82		—
СЭ-1250-140-11	0,347 (1250)	140	7,5	1,08 (11)	25 (1500)	518	82		4141
СЭ-1250-140-16	0,347 (1250)	140	7,5	1,57 (16)	25 (1500)	518	82		4141
СЭ-1600-50	0,445 (1600)	50	8,5	2,45 (25)	25 (1500)	234	83		—
СЭ-1600-80	0,445 (1600)	80	8,5	1,57 (16)	25 (1500)	388	80		—
СЭ-2000-100	0,555 (2000)	100	22,0	1,57 (16)	50 (3000)	572	85		—
СЭ-2000-140	0,555 (2000)	140	22,0	1,57 (16)	50 (3000)	810	84		—
СЭ-2500-60-11	0,695 (2500)	60	12,0	1,08 (11)	25 (1500)	422	86		3770
СЭ-2500-60-25	0,695 (2500)	60	12,0	2,45 (25)	25 (1500)	422	86		—
СЭ-2500-180-16	0,695 (2500)	180	28,0	1,57 (16)	50 (3000)	1380	84		—
СЭ-2500-180-10	0,695 (2500)	180	28,0	0,98 (10)	50 (3000)	1380	84		2277
СЭ-3200-70	0,890 (3200)	70	15,0	0,98 (10)	25 (1500)	672	86		—
СЭ-3200-100	0,890 (3200)	100	15,0	0,98 (10)	25 (1500)	898	86		—
СЭ-3200-160	0,890 (3200)	160	32,0	0,98 (10)	50 (3000)	1530	86	393 (120)	—
СЭ-5000-70-6	1,390 (5000)	70	15,0	0,59 (6)	25 (1500)	1035	87		5220
СЭ-5000-70-10	1,390 (5000)	70	15,0	0,98 (10)	25 (1500)	1035	87		5220
СЭ-5000-100	1,390 (5000)	100	15,0	1,57 (16)	25 (1500)	1340	87	453 (180)	—
СЭ-5000-160	1,390 (5000)	160	40,0	0,98 (10)	50 (3000)	2370	87	393 (120)	4870

Примечания. 1. Обозначение насоса: СЭ — сетевой электронасос; первая цифра — подача, м³/ч; вторая — напор, м; третья — давление на входе в насос, кгс/см² (специальный признак).

2. Предельные отклонения по напору составляют +5 и –3 % номинального.

3. Допустимый кавитационный запас не зависит от температуры перекачиваемой жидкости.

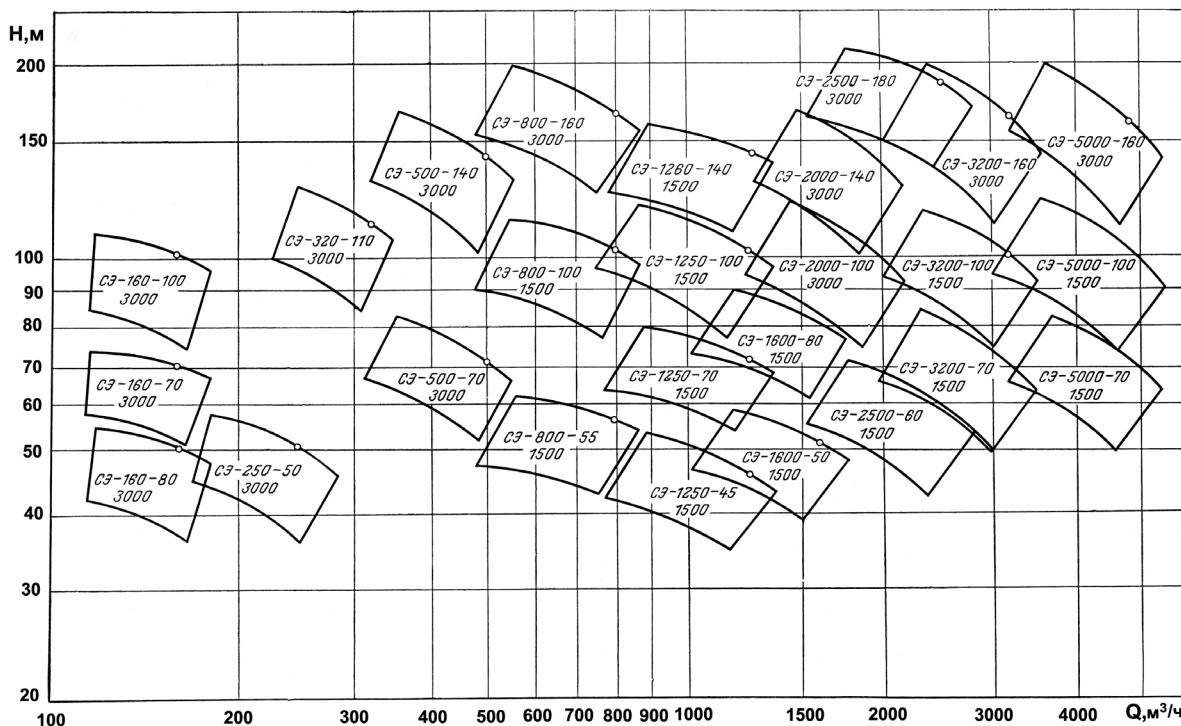


Рис. 5.14. Поле характеристик сетевых насосов

По конструктивному исполнению насосы можно разбить на три группы, внутри которых имеет место общность конструктивной схемы и высокая степень унификации. Основным отличительным признаком в группе является количество ступеней, по которому все сетевые насосы делятся на одно- и двухступенчатые. Габаритные размеры насосов приводятся на рис. 5.15 и в табл. 5.9.

В качестве примеров конструктивного исполнения рассмотрим насос СЭ-500-70 (рис. 5.16).

Базовая деталь насоса — чугунный корпус с горизонтальным разъемом. Входной и напорный патрубки расположены в нижней части корпуса, что дает возможность производить разборку насоса без демонтажа трубопроводов. Патрубки направлены горизонтально в противоположные стороны. В двухступенчатых насосах корпус имеет переводную трубу для подвода воды от первой ко второй ступени насоса.

По разьему корпуса устанавливается паронитовая прокладка. Шпильки по разьему затягиваются колпачковыми гайками для предотвращения просачивания горячей воды по резьбе шпилек.

В корпусе предусмотрены камеры для концевых уплотнений и фланцы для крепления корпусов подшипников. В нижней части выполнены две продольные шпонки, которыми корпус фиксируется по отношению к фундаментной плите и обеспечивается направленное тепловое расширение насоса. Опорные лапы корпуса максимально приближены к оси насоса для уменьшения расцентровки при нагреве насоса.

Ротор насоса представляет собой самостоятельный сборочный элемент. Рабочие колеса двустороннего входа упираются в выступы вала или защитные втулки и фиксируются в осевом направлении через втулки круглыми гайками. В местах сальниковых уплотнений на валу располагаются защитные втулки из хромистой стали. Втулки сальников от проворачивания фикси-

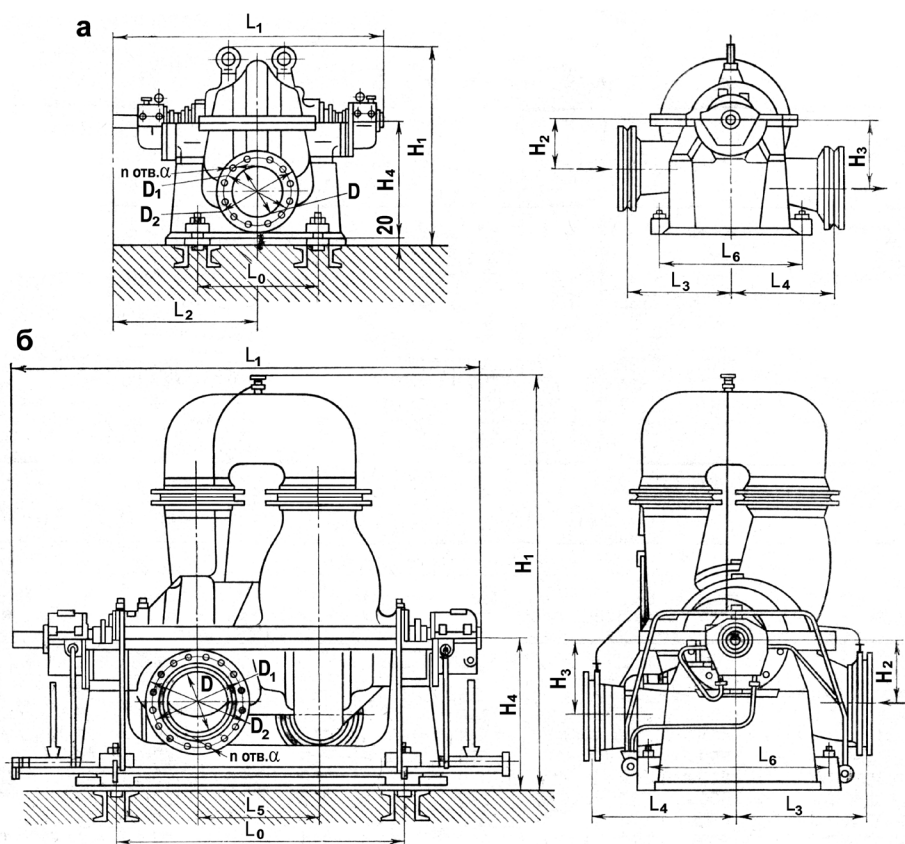


Рис. 5.15. Габаритные размеры одноступенчатого (а) и двухступенчатого (б) сетевых насосов

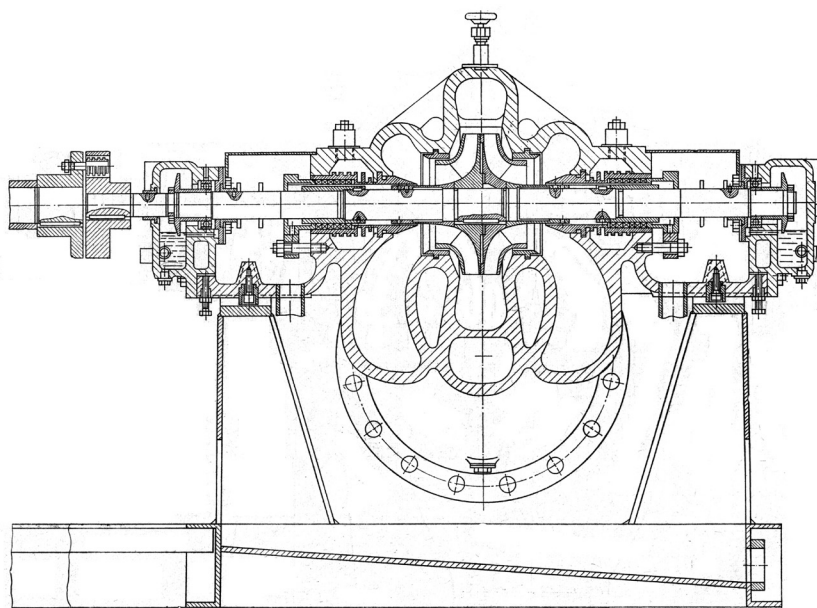


Рис. 5.16. Сетевой насос
СЭ-500-70

Таблица 5.9

Основные габаритные размеры сетевых насосов (см. рис. 5.15)

Размер, мм	Тип насоса									
	СЭ-500-70	СЭ-800-55	СЭ-800-100	СЭ-1250-45	СЭ-1250-70	СЭ-1250-140	СЭ-2500-60	СЭ-2500-180	СЭ-5000-70	СЭ-5000-160
L_1	1290	1480	2192	1782	1623	2507	2132	1814	2248	2323
L_2	700	805	875	911,5	875	997	1137	905	1118	1220
L_3	550	585	585	700	650	670	1000	700	1020	1110
L_4	500	570	600	900	510	770	1200	900	740	800
L_5	—	—	560	—	—	640	—	—	—	—
L_6	860	800	800	960	800	950	990	960	990	990
H_1	1600	1102	1850	1575	1410	2290	1700	1410	1830	1732
H_2	275	280	280	335	290	335	495	335	550	500
H_3	265	378	380	400	410	420	440	400	525	435
H_4	705	660	680	800	710	800	1133	800	1140	1150
$D_{\text{входн}}$	350	300	300	450	350	350	600	450	600	600
$D_{\text{напорн}}$	225	250	250	400	250	300	500	400	500	500
$D_1 \text{ входн}$	490	410	430	600	490	490	770	600	770	795
$D_1 \text{ напорн}$	355	355	385	585	370	450	660	585	660	670
$D_2 \text{ входн}$	550	460	485	660	550	550	840	660	840	890
$D_2 \text{ напорн}$	415	405	445	655	425	510	730	655	730	755
$n_{\text{входн}}$	16	12	16	20	16	16	20	20	20	20
$n_{\text{напорн}}$	12	12	12	16	12	16	20	16	20	20
$d_{\text{входн}}$	33	27	30	33	34	33	41	35	41	52
$d_{\text{напорн}}$	33	27	33	40	30	33	41	41	41	46

руются шпонками. Рабочие колеса посажены на вал по скользящей посадке. Ротор разгружен от осевых сил путем применения рабочих колес двустороннего входа. Роторы двухступенчатых насосов после сборки балансируются динамически, одноступенчатых — статически.

Опорами ротора в зависимости от размера насоса служат подшипники качения или скольжения. Опорный подшипник со стороны привода может быть либо роликовым, либо шариковым. Опорно-упорный подшипник со стороны свободного конца вала, воспринимающий остаточные осевые усилия, состоит из двух радиально-упорных шарикоподшипников, устанавливаемых в разъемные корпуса. Смазка подшипников — кольцевая, маслом «Т-22». В корпусах предусмотрены камеры или змеевики для водяного охлаждения.

Подшипники скольжения крупных насосов имеют разъемные вкладыши и, как правило, принудительную смазку. Для обеспечения смазки в период разгона и выбега насоса предусмотрены смазочные кольца. Некоторые типы насосов имеют только подшипники скольжения с кольцевой смазкой.

При центровке ротора в статоре корпуса подшипников перемещаются тремя установочными винтами. После окончательной центровки корпуса подшипников фиксируются штифтами под развертку.

Концевые уплотнения сетевых насосов применяются двух типов: сальниковые и торцовые. Торцовые уплотнения обычно используются при давлении на входе в насос выше 0,1 МПа и температуре перекачиваемой воды примерно 180 °С.

Общим у всех сальниковых уплотнений сетевых насосов является наличие довольно развитой системы охлаждения и разгрузки. Подводимая к сальнику холодная вода разделяется на два

потока. Одна часть омывает снаружи камеру сальника и вытекает через штуцерные соединения в дренаж. Другая часть через гидравлическое кольцо подводится к набивке. Протечки через сальник собираются в корыте и отводятся в дренаж. Если конструкцией предусмотрена разгрузка сальника, то вода разгрузки отводится в обратный трубопровод.

В насосах с торцовым уплотнением к нему также подводится охлаждающая вода. Одинарное торцовое уплотнение надежно работает при тщательной сборке в чистой воде.

Насосы большой мощности соединяются с электродвигателем зубчатой муфтой, которая может компенсировать небольшие расцентровки агрегата, возникающие при изменении температуры перекачиваемой воды. Муфта заполняется консистентной смазкой. Насосы малой мощности соединяются с электродвигателем упруго-пальцевой муфтой.

Сетевые насосы поставляются на индивидуальных фундаментных плитах. Для уменьшения возможных вертикальных температурных перемещений корпуса лапы его максимально приближены к оси ротора и ими насос опирается на тумбы фундаментной плиты. Лапы корпуса крепятся к фундаментной плите шпильками с дистанционными втулками для обеспечения возможности температурных перемещений лап в опорной плоскости. Для сохранения постоянно горизонтального положения оси насоса в корпусе предусмотрены две продольные шпонки. Направляющие шпонок крепятся к тумбам фундаментной плиты.

Вместе с насосом поставляется комплект вспомогательных трубопроводов, объединенных в коллекторы и предназначенных для подвода и отвода охлаждающей воды к подшипникам и концевым уплотнениям, для работы маслосистемы, если такая предусмотрена.

Вспомогательные трубопроводы подсоединяются к насосу с помощью легкоъемных штуцерных соединений. На подводе воды к подшипникам и концевым уплотнениям устанавливаются дроссельные шайбы, с помощью которых регулируется количество подводимой воды. На выходе из охлаждающих контуров установлены краны или вентили, которыми регулируется количество воды, циркулирующей по контуру. Эти краны и вентили предназначены также для продувки при засорении каналов охлаждающего контура. Контроль за системой охлаждения осуществляется путем наблюдения за стоком охлаждающей воды в воронки свободного слива и измерением ее температуры. Для установки манометров к корпусу насоса крепится специальный кронштейн.

При подачах менее $500 \text{ м}^3/\text{ч}$ и температуре перекачиваемой жидкости до 370 К в тепловых системах электростанций в качестве сетевых иногда используются насосы общего назначения [212]. Это главным образом консольные насосы типа К и спиральные насосы марки ЦН-400-105 и ЦН-400-210. При использовании этих насосов к гидрозатворам сальников следует подводить охлаждающую воду.

Консольные насосы типа К (рис. 5.17) выпускаются с подачей $6\text{—}330 \text{ м}^3/\text{ч}$ и напором от 14 до 98 м. Базовой деталью насоса является опорная стойка 1, к которой шпильками крепится корпус 2. На консольной части вала, который находится в шарикоподшипниках опорной стойки, крепится рабочее колесо 4 одностороннего входа. С торца корпус закрывается крышкой 3 с входным патрубком. В крышке запрессовано уплотняющее кольцо переднего уплотнения рабочего колеса. Осевое усилие в насосах мощностью до 10 кВт воспринимается шарикоподшипником со стороны приводного конца вала. В насосах мощностью свыше 10 кВт предусмотрена разгрузка осевой силы с помощью разгрузочных отверстий в рабочем колесе. Смазка подшипников жидкая. Тангенциально направленный напорный патрубок корпуса может занимать любое положение в зависимости от положения присоединяемых трубопроводов. Концевое уплотнение сальникового типа (на рисунке кольцо гидрозатвора не показано). Материал основных деталей насосов типа К — чугун, вал и крепеж изготавливаются из углеродистой стали. Насос и электродвигатель устанавливаются на общей раме и соединяются упругой муфтой.

Насос ЦН-400-210 (ЗВ-200Х4), показанный на рис. 5.18, представляет собой сдвоенный насос ЦН-400-105 (ЗВ-200Х2); насосы спиральные с симметричным расположением рабочих колес.

Чугунный корпус насоса 4 имеет горизонтальный разъем в плоскости, проходящей через ось ротора. В нижней части корпуса отлиты опорные лапы и входной и напорный патрубки,

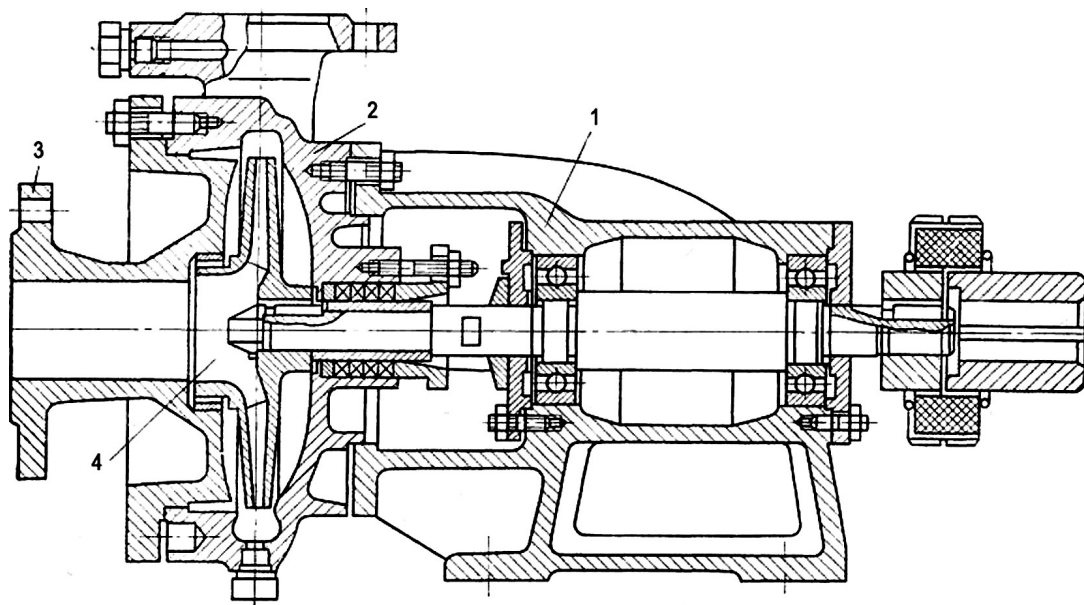
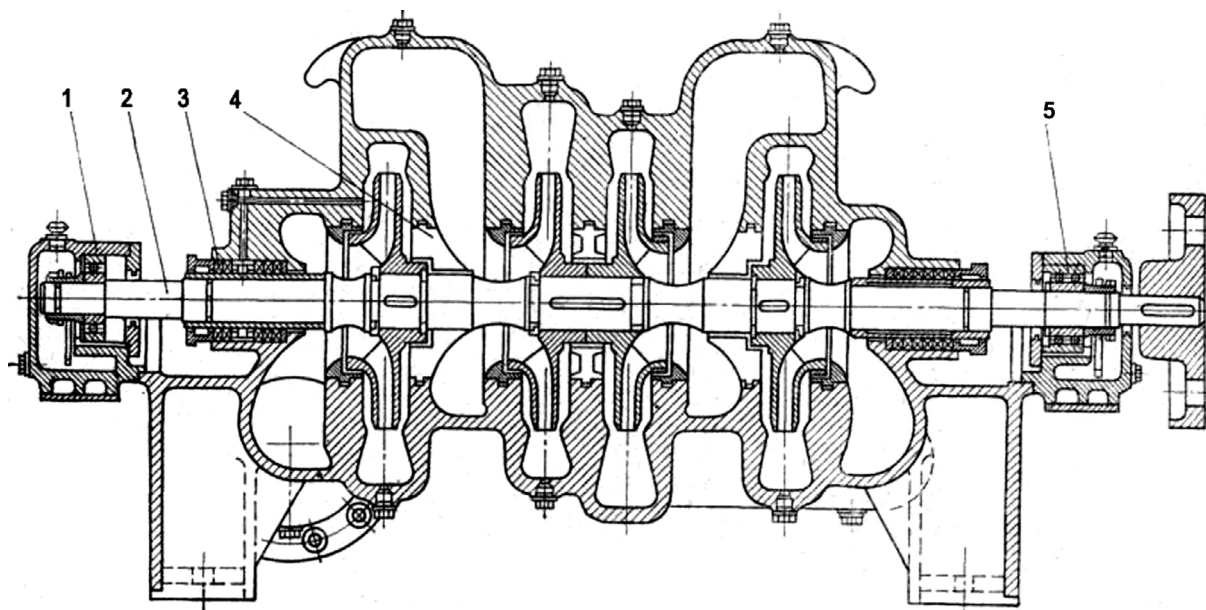


Рис. 5.17. Консольный насос типа К

Рис. 5.18. Насос ЦН-400-210.
Обозначения см. в тексте

направленные горизонтально в противоположные стороны. Крышка корпуса крепится к нижней части шпильками. По разьему имеется паронитовая прокладка толщиной примерно 1 мм. Отливка корпуса образует водопроводящие полости. Ступени соединены между собой переводными каналами. Языки спиральных отводов смещены по углу относительно друг друга для уменьшения влияния радиальной гидравлической силы. В корпусе имеются резьбовые отверстия, закрытые пробками, для выпуска воздуха и слива воды из насоса.

Ротор насоса 2 представляет собой отдельный сборочный элемент. Чугунные рабочие колеса посажены на вал попарно входными воронками в противоположные стороны для уравновешивания осевых сил. Уплотнения ступеней осуществляются уплотняющими кольцами и межступенными диафрагмами, зафиксированными в корпусе. В осевом направлении рабочие колеса фиксируются на валу закладными кольцами. В местах сальниковых уплотнений на валу предусмотрены защитные резьбовые втулки.

Опорами ротора служат шарикоподшипники с кольцевой смазкой, установленные в разъемные корпуса. Разъемная конструкция корпуса и подшипников дает возможность осуществить разборку насоса без отсоединения трубопроводов. Со стороны приводного конца вала предусмотрен сдвоенный радиально-упорный подшипник 5 для восприятия остаточных осевых усилий ротора. Корпуса подшипников на заточках шпильками крепятся к корпусу насоса. В них предусмотрены камеры для охлаждающей воды.

Концевые уплотнения 3 — сальникового типа с мягкой набивкой. Уплотнение со стороны входа насоса имеет гидрозатвор для предотвращения подсосывания воздуха в насос. При перекачивании горячей жидкости кольца гидрозатвора следует установить в обоих уплотнениях и подвести к ним холодную воду.

Насос ЦН-400-105 устанавливается с электродвигателем на общей фундаментной плите, насос ЦН-400-210 — на отдельных. Соединение валов насосов и электродвигателей осуществляется упруго-пальцевой муфтой.

5.3.5. Насосы маслосистемы

Главные и вспомогательные насосы системы регулирования и смазки турбоустановки являются наиболее ответственными элементами маслосистемы. В системах маслоснабжения турбин малой мощности часто применяются зубчатые (двух- и трехшестеренные) и винтовые (двух- и трехвинтовые), центробежные и струйные насосы — инжекторы.

Зубчатый насос (рис. 5.19) представляет собой пару шестеренок, находящихся в зацеплении; одна шестерня (ведущая) приводится во вращение от двигателя (ротора турбины, электродвигателя, специальной паровой турбины), а вторая — ведомая. При вращении шестерен жидкость, заполняющая объемы между зубьями, переносится со стороны всасывания на сторону нагнетания.

Насосы должны сопрягаться с валом турбины так, чтобы изменения положения оси турбины на разных режимах не передавались на вал насоса, так как изменения положения оси турбины значительно превосходят величину зазоров в насосе. Частота вращения насосов 1000—1500 1/мин, соединяются они с валом турбины через редуктор, что снижает надежность, усложняет эксплуатацию и ремонт. Насосы обладают большой высотой самовсасывания и работают без срыва до относительно малой частоты вращения ротора турбины (400 1/мин).

Расходная характеристика (теоретическая) этих насосов представляет вертикальную прямую (рис. 5.20). С увеличением частоты вращения ведущей шестерни характеристика смещается в зону больших расходов.

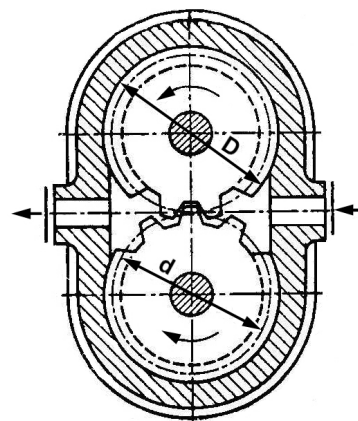


Рис. 5.19. Схема зубчатого насоса

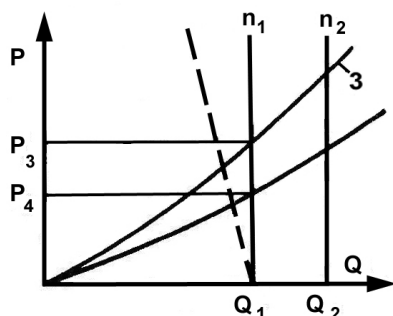


Рис. 5.20. Характеристика зубчатого и винтового насосов

Недостатком применения объемных насосов в маслосистемах является также необходимость применения редукционных и предохранительных клапанов. В случае повышения сопротивления сети (кривая 3 на рис. 5.20) давление за насосом может неограниченно возрастать. Чтобы этого не произошло, устанавливается предохранительный клапан. Редукционный клапан в статическом режиме работы системы автоматически регулирует переключением из системы регулирования в систему смазки, а из системы смазки переливной клапан — в маслобак.

При увеличенном расходе в системе регулирования редукционный клапан закрывает перелив из системы регулирования, а переливной — из системы смазки. Недостатком редукционных клапанов является то, что они часто становятся причиной гидравлических ударов и аварийных ситуаций, отчего ухудшается надежность работы зубчатых насосов.

Положительным качеством насосов объемного типа является то, что они способны создавать разрежение во всасывающей линии, когда в ней находится не только несжимаемая жидкость, но и воздух, т. е. эти насосы могут при низкой частоте вращения ротора подсасывать масло из бака и не требуют заливки всасывающей линии.

Центробежные маслонасосы устанавливаются на современных турбинах. Центробежные насосы, установленные непосредственно на валу турбины, бывают двух типов: расположенные в собственных подшипниках и укрепленные консольно. Первые соединяются с ротором турбины обычно зубчатой муфтой, которая не передает осевые смещения ротора турбины на вал насоса. Консольные насосы устанавливают вблизи упорного подшипника, а радиальные уплотнения выполняют «плавающего» типа.

При работе центробежных насосов на масле существенно изменяются их характеристики (по сравнению с параметрами работы насосов в воде) вследствие роста сопротивления из-за увеличения вязкости рабочей жидкости по сравнению с вязкостью воды. Кроме того, наличие воздуха в масле также увеличивает потери в насосе и способствует снижению давления, а иногда срыву подачи насоса [215]. Поэтому характеристики, полученные на воде, при работе насосов на масле пересчитываются на другие условия с более высокой вязкостью жидкости с помощью опытных коэффициентов $K_Q = Q_M/Q_B$, $K_H = H_M/H_B$, $K_\eta = \eta_M/\eta_B$, представленных на рис. 5.21. При этом подача, напор и КПД насоса в условиях подачи масла снижаются про-

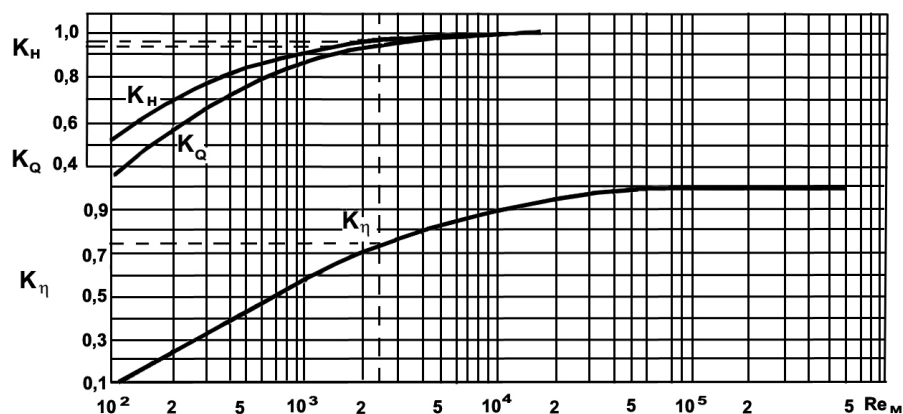


Рис. 5.21. Поправочные коэффициенты для пересчета значений подачи, напора, КПД центробежных насосов при переходе с воды на вязкие жидкости

порционально ($Q_m = K_Q Q_B$, $H_m = K_H H_B$, $\eta_m = K_\eta \eta_B$) вследствие увеличения потерь на трение дисков рабочих колес о масло и гидравлических потерь жидкости на входе в рабочее колесо и отвод.

Для снижения вязкости масла и его сопротивления обычно увеличивают температуру путем подогрева масла от 20 до 40—50 °С. При этом вязкость масла уменьшается, что позволяет восстановить расчетные характеристики насоса при работе на масле. Кроме поддержания температуры масла на уровне 40—50 °С, следует снижать и поддерживать его воздухосодержание на минимальном уровне. При наличии воздуха в масле он в первую очередь скапливается на тыльной стороне лопастей на всасывании аналогично пузырькам пара. При значительном содержании воздуха он накапливается и на рабочей стороне лопастей, что грозит срывом подачи. Кроме того, при низкой температуре масла равной 25 °С, и объемном содержании воздуха около 1,5 % КПД насоса уменьшается вдвое [215]. Поэтому при данной температуре масла объемное содержание воздуха не должно превышать 0,5 %, а при температуре масла более 40—50 °С воздухосодержание должно быть ограничено уровнем 1 %.

Анализ опытных данных по работе маслonaсосов показывает, что при снижении температуры масла увеличиваются гидравлические потери вследствие существенного роста потерь на дисковое трение, а при возрастании содержания воздуха существенно возрастают гидравлические вихревые потери, обусловленные срывом потока на лопастях колеса и выправляющего аппарата (если он применяется). Поэтому при подаче вязких жидкостей желательно использовать центробежные насосы со спиральным отводом, так как у такого отвода при работе на вязких жидкостях меньше сопротивление по сравнению с направляющим аппаратом. Следует также применять насосы с большими коэффициентами быстроходности, имеющие более широкие каналы проточной части и соответственно меньшее сопротивление [215].

Расходная характеристика центробежного насоса (см. разд. 5.2) довольно пологая. При уменьшении необходимого расхода рост давления на напоре насоса небольшой, поэтому предохранительный и редуцирующий клапаны не требуются. Эти насосы могут увеличивать свою производительность почти вдвое при небольшом снижении давления. С изменением частоты вращения характеристика насоса смещается вверх почти эквидистантно.

Центробежные насосы обладают небольшой высотой всасывания и очень чувствительны к попаданию воздуха на всас. Поэтому для создания избыточного давления во всасывающей трубе устанавливается масляный инжектор подпора (см. рис. 5.23), питающийся от напорной линии главного масляного насоса. Избыточное давление масла, создаваемое инжектором, препятствует проникновению воздуха в местах выхода вала насоса из корпуса и тем самым устраняет опасность срыва работы насоса. При такой конструкции эти насосы нормально работают и при снижении частоты вращения ротора турбины до 600—700 1/мин.

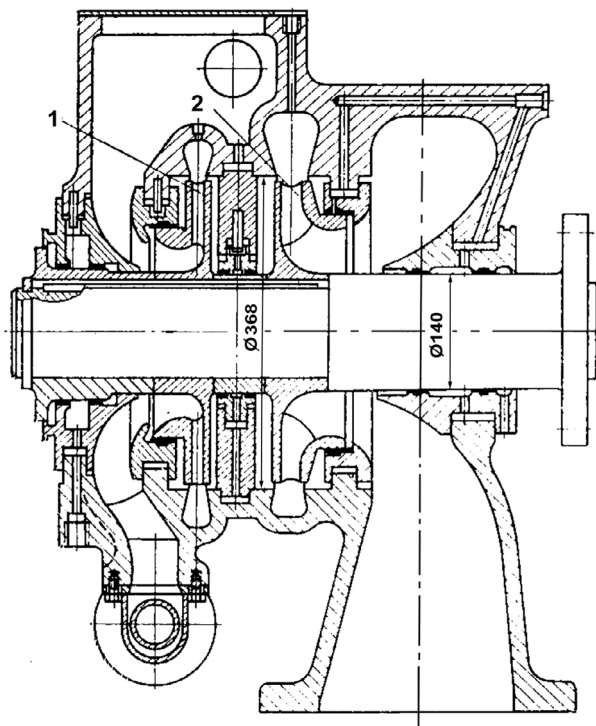


Рис. 5.22. Насосная группа:
1 — импеллер, 2 — главный маслonaсос

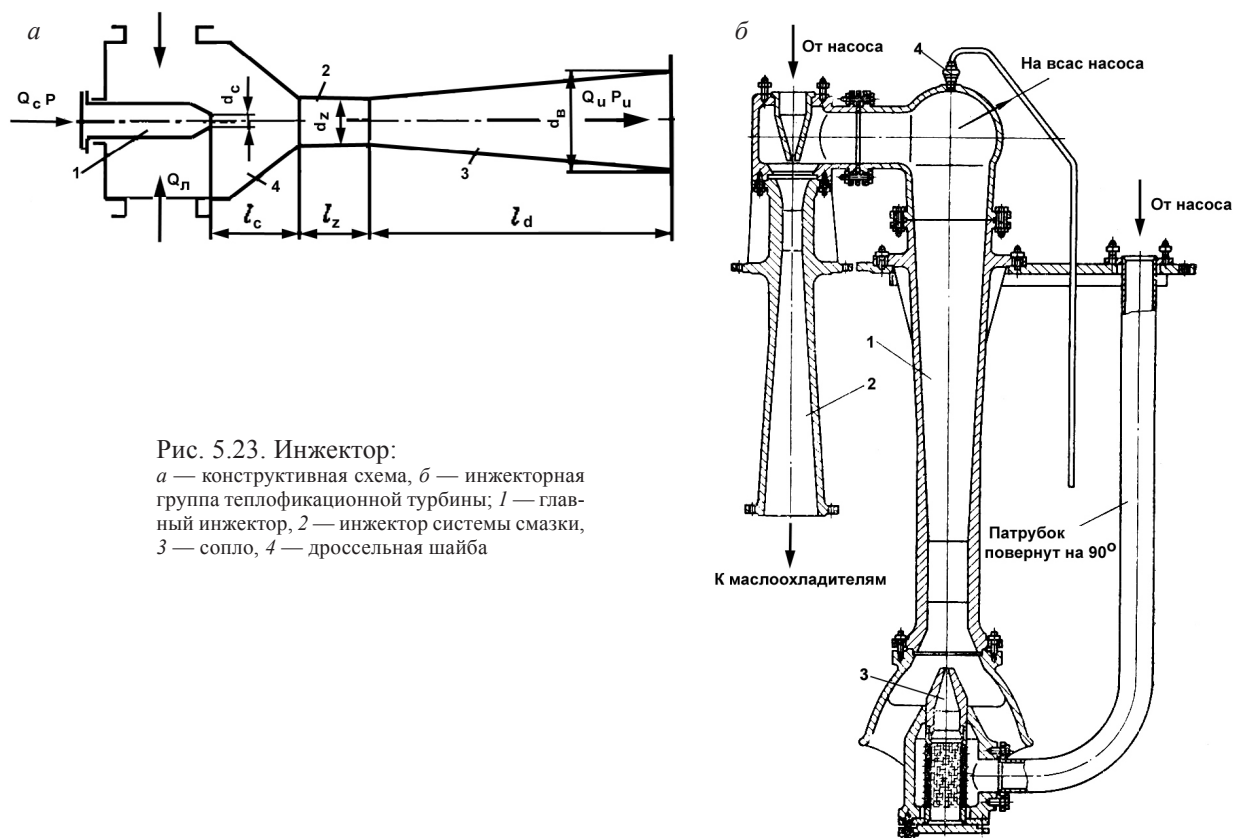


Рис. 5.23. Инжектор:
 а — конструктивная схема, б — инжекторная группа теплофикационной турбины; 1 — главный инжектор, 2 — инжектор системы смазки, 3 — сопло, 4 — дроссельная шайба

Главные маслососы центробежного типа выполняются как одностороннего, так и двухстороннего всасывания. Насосы одностороннего всасывания имеют наиболее простую конструкцию и, как правило, используются в качестве как силового маслососа, так и датчика частоты вращения (импеллера). На рис. 5.22 представлена насосная группа, содержащая импеллер 1 и главный маслосос 2. Рабочие колеса главного насоса и импеллера насажены на один вал, жестко соединенный с ротором турбины.

Струйные насосы (инжекторы) предназначены для создания подпора на всасе насосов (рис. 5.23, а). Сопло 1, расположенное в приемной камере 4, служит для подачи силовой (инжектирующей) жидкости из напорной камеры насоса. Приемная камера установлена под заливом в баке. Выходящая из сопла струя увлекает инжектируемую жидкость и, смешиваясь с ней, поступает в камеру смешения 2. Далее общий поток поступает в диффузор 3, где выравнивается поле скоростей и несколько увеличивается давление. Инжектор подпора должен иметь полую характеристику зависимости давления за инжектором от расхода. Наиболее благоприятная характеристика при отношении площади горла (приемной камеры) к площади сопла 1,2—1,3. Расстояние сопла от горла тоже влияет на форму характеристики (оптимальное расстояние — 1,8 от диаметра горла).

Масляные инжекторы (рис. 5.23, б) объединены в одну инжекторную группу, размещенную на крышке масляного бака. К соплам инжекторов масло подводится с полным давлением от главного масляного насоса. Перед соплом 3 главного инжектора 1 установлена предохранительная решетка. В верхней точке его напорной камеры имеется дроссельная шайба 4, за ней сливная трубка, опущенная на 1 м под уровень масла в баке, чем обеспечивается постоянная продувка для удаления возможного скопления воздуха.

Таблица 5.10

Технические характеристики насосов систем регулирования и маслоснабжения турбин ХТЗ

Параметры	Тип насоса								
	МВ-50-240	МВ-60-490	12КМ-15	12КМ-15а	12КМ-15в	12КМ-20	12КМ-20а	МКВ-600-40	МКВ-600-40а
Подача, м ³ /ч:									
при длительной работе	50	38/22	450	290	500	430	300	590	550
при кратковременной работе	80	45/40	450	290	500	430	300	590	550
Напор, м:									
при длительной работе	240	490/420	30	39	34	18	18	42	37
при кратковременной работе	170	230/165	—	—	—	—	—	—	—
Допустимый кавитационный запас (длительная работа), м	5,3	6,5	4,1	2,5	4,7	5,2	1,8	7,0	7,0
Частота вращения, 1/мин	2970	2970	1470	1470	1470	1500	1500	1470	1470
Мощность электродвигателя, кВт	110	160	100	100	75	42	42	110	110
Масса насоса (без электродвигателя), кг	1220	1390	1030	1030	1030	1025	1025	2120	2120
Масса насосного агрегата, кг	2020	2190	1680	1680	1680	1465	1465	2920	2920

Примечания. 1. Для насоса МВ-60-490 в числителе указаны параметры на выходе насоса, в знаменателе — в промежуточном отборе.
 2. Условные обозначения: МВ — масляный вертикальный, первая цифра — подача, м³/ч, вторая цифра — напор, м; МКВ — масляный консольный вертикальный; КМ — консольный масляный; 12 — диаметр входного патрубка, уменьшенный в 25 раз; 15 (20) — коэффициент быстроходности, уменьшенный в 10 раз. Индексы «а» и «в» указывают на измененные геометрические размеры.

Для работы в системах регулирования серии турбин ХТЗ служат центробежные насосы типа МВ, для систем маслоснабжения — типов КМ и МКВ. Технические характеристики масляных насосов этих типов приведены в табл. 5.10, а их характеристики — на рис. 5.24.

Насосы системы регулирования имеют унифицированную конструкцию. Отличие состоит в разном количестве ступеней (насос МВ-50-240 — трехступенчатый, МВ-60-490 — шестиступенчатый) и наличии промежуточного отбора в насосе МВ-60-490 для питания звеньев системы регулирования, работающих под меньшим давлением.

Насосы типа МВ (рис. 5.25) — центробежные, вертикальные, секционные, погружного типа. Базовой деталью насоса является составной цилиндр б с опорной плитой. К нижнему фланцу цилиндра крепится насос. Подвод 2 насоса выполнен в виде осевого конфузорного патрубка с направляющими лопатками, а отвод 1 — в виде колена. Секции насоса 3 с выправляющими аппаратами соединяются между собой стяжными болтами. Уплотнение стыков секций осуществляется металлическим контактом уплотнительных поясков.

Ротор 4 насоса — трехопорный. Нижняя и средняя опоры выполнены в виде подшипников скольжения. В качестве верхней опоры предусмотрен сдвоенный радиально-упорный шарикоподшипник 7, который фиксирует положение ротора по отношению к статору и воспринимает остаточные осевые усилия и вес ротора. Подшипники смазываются перекачиваемым маслом; нижний и средний — за счет перетекания смазки; к верхнему подшипнику масло подводится от напорного патрубка.

Рабочие колеса насоса — одностороннего входа. Рабочее колесо первой ступени для повышения всасывающей способности имеет расширенную входную воронку. Остальные рабочие колеса имеют одинаковую проточную часть (в насосе МВ-60-490 имеется две группы колес).

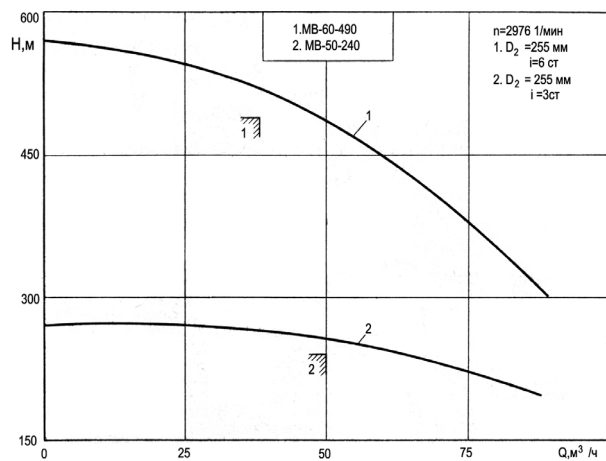


Рис. 5.24. Характеристика насосов систем маслоснабжения турбин ХТЗ

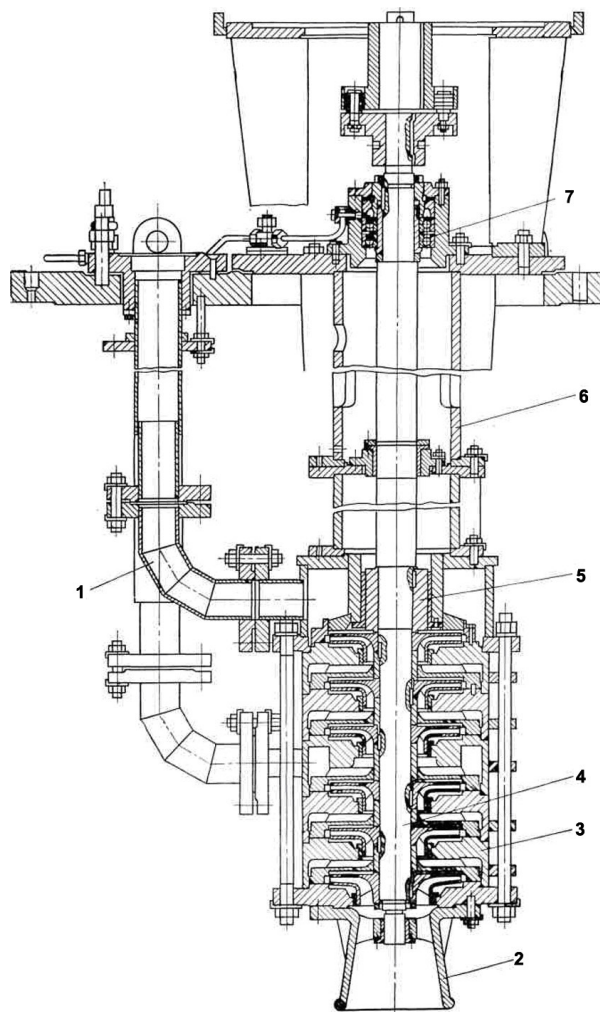


Рис. 5.25. Насос типа MB-60-490

Осевое усилие ротора в значительной мере уравнивается с помощью разгрузочного барабана 5.

В насосе МВ-60-490 промежуточный отбор осуществляется от патрубка секции третьей ступени. На рис. 5.24 характеристика насоса МВ-60-490 приведена без промежуточного отбора. Параметры отбора могут быть определены по характеристике первых трех ступеней.

Электродвигатель с фонарем устанавливается на верхнюю часть опорной плиты. Соединение валов электродвигателя и насоса осуществляется упругой втулочно-пальцевой муфтой. Направление вращения насоса — против часовой стрелки, если смотреть со стороны привода. Насосный агрегат устанавливается на плиту — крышку маслобака.

Насосы типа МКВ (рис. 5.26) — центробежные, вертикальные, спирального типа, погружные.

Базовая деталь насоса — цилиндрическая часть, которая через проставку крепится к опорной плите, служащей одновременно и крышкой маслобака. К нижнему фланцу цилиндрической части 5 подсоединяется спиральный корпус насоса 2. Корпус снизу закрывается крышкой всасывания 1 с осевым конфузорным подводным патрубком. К напорному патрубку корпуса подсоединяется литое колено и участок трубы для соединения с трубопроводом, конструкция которого аналогична насосам типа МВ.

Рабочее колесо 3 крепится на консольной части двухопорного ротора. Уравновешивание осевого усилия осуществляется с помощью разгрузочных отверстий в основном диске рабочего колеса. Опорами ротора насоса служат: в качестве нижней — радиальный подшипник скольжения 4; верхней — радиально-упорный шарикоподшипник 6. Смазка подшипников осуществляется перекачиваемым маслом.

На верхнем фланце опорной плиты крепится фонарь для установки электродвигателя. Валы насоса и электродвигателя соединяются упругой втулочно-пальцевой муфтой. Направление вращения ротора насоса — против часовой стрелки, если смотреть со стороны двигателя.

Насосы типа КМ по конструктивной схеме аналогичны насосам типа МКВ. Отличительными особенностями являются:

- установка рабочего колеса на консольной части вала входной воронкой вверх;
- применение бокового подвода, что дало возможность выполнить корпус цельным с противоположно направленными входным и напорным патрубками.

Внутренняя полость цилиндрической проставки агрегата при помощи двух трубок сообщается с маслобаком. Через нижнюю трубку, которая всегда должна быть под уровнем масла в маслобаке, обеспечивается определенный уровень масла в проставке, вследствие чего исключается подсос воздуха в насос. Верхняя трубка служит для отвода паров масла.

Насосы устанавливаются в непосредственной близости от маслобака. Валы насоса и электродвигателя соединены между собой упругой втулочно-пальцевой муфтой. Направление вращения

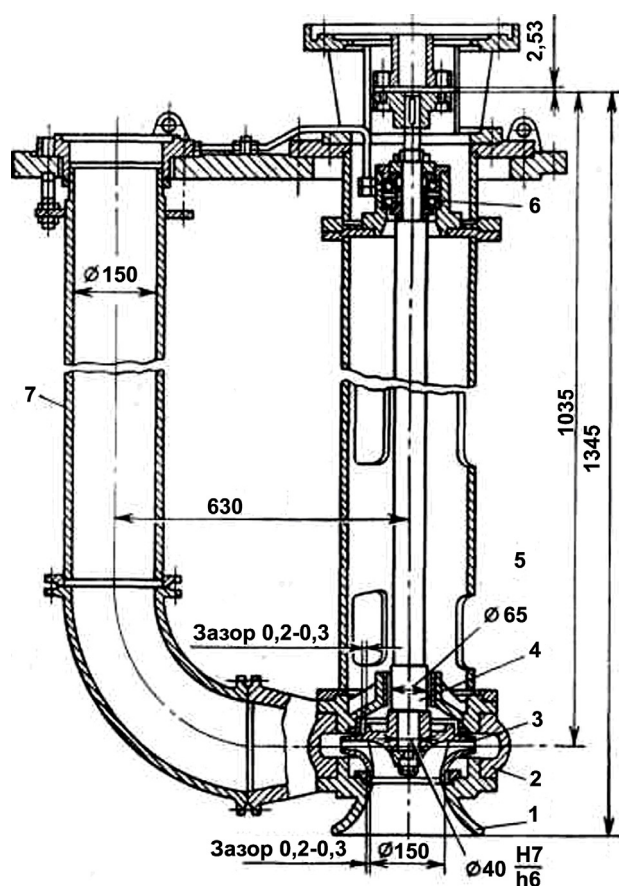


Рис. 5.26. Насос типа МКВ

Таблица 5.11

Технические характеристики насосов систем регулирования турбин ЛМЗ

Параметры	Тип насоса					
	НВР-25-15	НВР-20-36	НВР-45-36	НВР-36-12	НВР-36-120	НВР-45-30
Тип турбины	ГТ-25-700	ГТН-9-750	К-300-240	К-300-240	К-800-240-1	К-800-240-2
Подача, м ³ /ч: номинальная максимальная	15,0 22,5	36,0 54,0	36,0 54,0	12,0 18,0	30,0 120,0	30,0 150,0
Давление нагнетания, кгс/см ² : номинальное при Q_{\max}	25,0 22,0	20,5 15,5	45,0 38,0	36,0 30,5	45,5 38,5	45,0 38,0
Максимальный кавитационный запас, м вод. ст.	0,60	0,52	0,75	0,75	0,70	0,70
Частота вращения, 1/мин	2950	2960	2960	3000	2970	2970
Мощность электродвигателя, кВт	40	100	200	42	250	250
Масса насоса (без электродвигателя), кг	393	1549	1436	1185	3400	5110
Масса насосного агрегата, кг	723	2201	2565	1515	5050	6760

Примечания. 1. Условное обозначение: НВР — насос вертикальный; числа для насосов, исключая НВР-36-120, первое — давление нагнетания при номинальной подаче, кгс/см², второе — подача номинальная, м³/ч (для насоса НВР-36-120 указанные цифровые значения отнесены к режиму максимальной подачи).

2. Масса насосов (без электродвигателя) НВР-36-120 и НВР-45-30 включает также массу маховикового устройства.

насоса — против часовой стрелки, если смотреть со стороны привода. Насосы 12КМ-20 и 12КМ-20а используются в качестве аварийных с приводом от электродвигателей постоянного тока.

Турбины ЛМЗ комплектуются насосами системы регулирования собственной конструкции. Технические характеристики насосов типа НВР конструкции ЛМЗ приведены в табл. 5.11 [212].

Насосы типа НВР — центробежные, десятиступенчатые, вертикального исполнения — имеют однотипную конструкцию и отличаются в основном числом ступеней в зависимости от создаваемого давления. На рис. 5.27 показан продольный разрез насоса НВР-45-36.

Базовой деталью насоса является сварной двустенный наружный корпус 3, который фланцем опирается на раму, конструктивно связанную с маслобаком. Жидкость после последней ступени насоса по фрезерованным окнам попадает в напорную полость между наружной и внутренней стенками корпуса, а оттуда — в напорный трубопровод. Выправляющие аппараты секций и диафрагмы 10 устанавливаются в расточке корпуса. От проворачивания они фиксируются направляющей шпонкой. В диафрагмах установлены бронзовые кольца 11 передних уплотнений рабочих колес. Уплотнение стыков между секциями осуществляется за счет металлического контакта усилием от давления насоса. В неработающем насосе предварительное уплотняющее усилие обеспечивается шестью специальными пружинами, расположенными на стороне нагнетания.

Снизу корпус закрывается всасывающей камерой 1 с встроенным в нее пружинно-гидравлическим подъемным устройством 13 и нижним опорным подшипником скольжения 12, который одновременно служит передним уплотнением рабочего колеса первой ступени.

Совместно с камерой отлит входной патрубок, направленный горизонтально. С нижнего торца всасывающая камера закрывается крышкой, в которой имеется отверстие для слива жидкости из насоса. К верхнему торцу корпуса шпильками подсоединяется проставка 5, на которой устанавливается приводной электродвигатель 7. В нижнем фланце проставки располагается верхний опорный подшипник скольжения 9, который одновременно служит задним уплотнением рабочего колеса последней ступени. В проставке установлены также подушка гидروطы 4 и упорный шарикоподшипник 8.

Ротор насоса 2 представляет собой самостоятельный сборочный элемент, состоящий из вала, комплекта рабочих колес, разгрузочного диска, полумуфты, круглой гайки. Рабочие колеса из углеродистой стали посажены на вал по скользящей посадке. Ротор насоса соединяется с электродвигателем специальной зубчатой муфтой 6. Направление вращения ротора — против часовой стрелки, если смотреть со стороны привода.

Для предотвращения металлического контакта в гидروطе при неработающем насосе ротор толкателем под действием пружины устройства 13 перемещается вверх, обеспечивая торцовый зазор между диском и подушкой гидروطы около 1,5 мм.

При пуске насоса под действием давления нагнетания жидкость по сверлениям подводится к поршню устройства, отжимая его вниз.

Насосы типа НВР допускают последовательное соединение двух агрегатов. Для ограничения перемещения вверх ротора насоса второго подъема предусмотрен упорный шарикоподшипник 8.

Протечки жидкости через разгрузочное устройство через проставку сливаются самотеком в бак.

В системах маслоснабжения турбоагрегатов 300 МВт ХТЗ используются маслонасосы марки 4МК-7Х2. Это двухступенчатые консольные насосы с выправляющими аппаратами. Конструктивная схема их аналогична схеме насосов типа К (см. рис. 5.17).

Наряду с главным насосом в системе маслоснабжения имеются вспомогательные насосы, которые включаются в работу при пусках и остановках турбоагрегата, а также при аварии главного маслонасоса или других элементов системы маслоснабжения.

Пусковой маслонасос имеет максимальную подачу и напор из всех вспомогательных маслонасосов. В процессе пусков, пока частота вращения ротора турбины, а следовательно и главного маслонасоса, мала, пусковой маслонасос должен замещать главный маслонасос. Развиваемый этим насосом напор значительно выше напора главного маслонасоса, так как он используется также для гидравлических испытаний системы после монтажа или капитального ремонта.

Кроме пусковых насосов имеются аварийные насосы системы смазки, включающиеся автоматически от реле давления масла в системе в случае резкого снижения давления масла, поступающего на смазку.

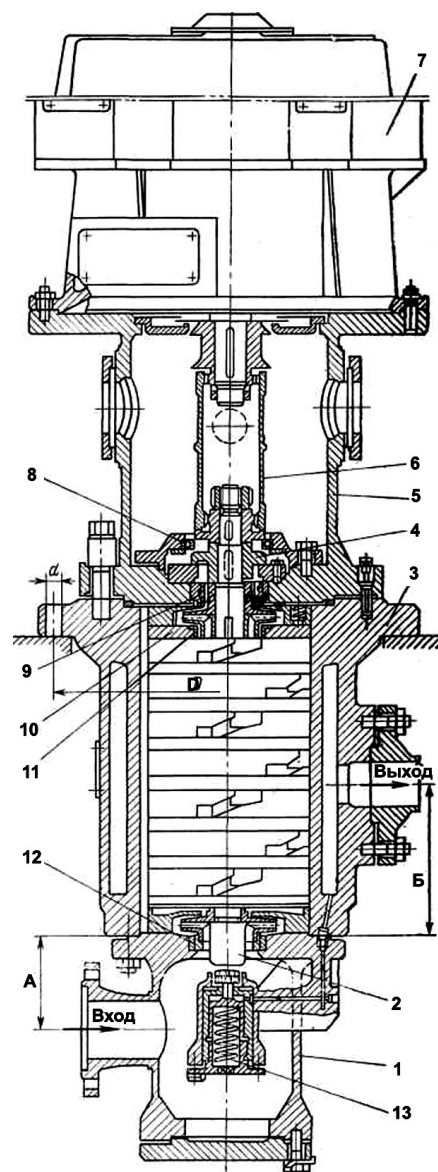


Рис. 5.27. Насос типа НВР-45-36

В турбоагрегатах мощностью 300 МВт и выше главный маслонасос снят с вала турбины и заменен системой насосов регулирования и насосов смазки с электроприводом. Такое решение позволяет располагать масляные баки вдали от горячих поверхностей на нулевой отметке, что дает возможность обеспечить работу насосов «под заливом» без инжекторов подпора для центробежных насосов.

5.4. Основы обслуживания и эксплуатации насосов в схемах ПТУ

Длительность функционирования насосов ПТУ зависит как от их конструкции и качества изготовления, так и в значительной степени от характера эксплуатации оборудования и выполнения основных требований по его обслуживанию.

Эксплуатация насосов осуществляется на основании инструкций, разработанных на электростанциях с учетом нижеперечисленных требований заводских инструкций по монтажу и эксплуатации [212].

1. При нахождении в горячем резерве должна быть обеспечена возможность быстрого ввода насоса в эксплуатацию.
2. В остановленном состоянии верхняя часть насоса имеет более высокую температуру, чем нижняя, что приводит к тепловой деформации корпуса. Так, при разности температур верхней и нижней частей двухкорпусного питательного насоса около 70 °С зазоры в уплотнениях ступеней могут оказаться полностью выбранными и ротор может заклинить. А при пуске насоса даже при значительно меньшей разности температур возникает повышенная вибрация. Поэтому перед пуском следует обеспечить равномерный прогрев насоса.
3. Необходимо постоянно следить за давлением на входе в насос и уровнем жидкости в питающем резервуаре.
4. Пуск и останов агрегата осуществляются с блочного щита как вручную, так и автоматически. При этом вначале включаются в работу маслонасосы. Когда в конце масляной магистрали будет создано давление 0,07 МПа, по импульсу от контактного манометра включается приводной электродвигатель насоса.
5. Пуск насосов, имеющих консистентную или жидкую кольцевую смазку подшипников, производится непосредственным включением приводного электродвигателя.

При паротурбинном приводе пуск в работу насосного агрегата осуществляется по инструкции завода – изготовителя турбины. Подготовка к пуску и пуск питательных турбонасосных агрегатов отличаются в основном работами, проводимыми с приводной турбиной. При неподвижном агрегате проверяют работу стопорного клапана и автоматического затвора турбины. Проверяют также защиту турбины и блокировки. При закрытом стопорном клапане прогревают паропровод турбины. При медленном открытии стопорного клапана может наблюдаться выход пара в атмосферу через предохранительный клапан. После отключения валоповоротного устройства устанавливают частоту вращения турбины в пределах 300—400 1/мин. Проводят прослушивание агрегата. Затем частоту вращения увеличивают до 600—800 1/мин и производят прогрев турбины в течение 40—50 мин. При дальнейшем открытии стопорного клапана вступает в работу система автоматического регулирования, после чего стопорный клапан открывается полностью. С помощью синхронизатора доводят частоту вращения до номинальной. При первом пуске турбины проверяется работа центробежного регулятора безопасности, насос при этом должен быть отсоединен. Питательный турбонасосный агрегат пускается в работу при работающем пусковом электронасосе.

После выхода электродвигателя или турбины на номинальную частоту вращения по показаниям контрольно-измерительных приборов необходимо убедиться в нормальной работе насоса. Нельзя допускать перегрузки насоса сверх параметров, оговоренных в его паспорте. Категори-

чески запрещается пускать насос в работу при закрытой задвижке на всасывающем трубопроводе и вентилях на линии рециркуляции и разгрузки гидропаты.

При наличии сетки на подводящем трубопроводе необходимо следить за степенью ее засорения и своевременно очищать. При нормальной работе через концевые уплотнения и сальники наружу должна протекать вода тонкой струйкой. Особенно тщательно и осторожно нужно производить подтяжку сальников. Чрезмерная затяжка с перекосом буксы приводит к интенсивному износу набивки и рубашки вала, нагреву сальникового узла. При нагреве сальников нажимную буксу следует равномерно отжать. Необходимо периодически проверять также качество и количество смазки подшипников.

Состояние работы агрегата должно регулярно фиксироваться в журнале.

Кроме плановых остановов агрегата, осуществляемых с блочного щита, системой автоматики предусмотрен также аварийный останов, который может быть произведен кнопкой экстренного останова на местном щите автоматики или при срабатывании одной из защит агрегата.

После останова агрегата необходимо убедиться в отсутствии обратного вращения и в полном закрытии обратного клапана. При обратном вращении, свидетельствующем о неплотности обратного клапана, необходимо экстренно включить пусковой маслоснасос и закрыть напорную задвижку. Работа насоса с неисправным обратным клапаном запрещается; насос должен быть выведен в ремонт. Вентиль рециркуляции закрывается при выводе насоса из горячего резерва. Подача воды на охлаждение и концевые уплотнения прекращается после полного остывания насоса.

Аварийный останов питательного насосного агрегата производится во всех случаях, когда дальнейшая его работа грозит выходом из строя всего агрегата или представляет опасность для жизни человека.

В аварийных ситуациях необходимо по возможности пустить в работу резервный насосный агрегат, а затем остановить аварийный.

Особенно тяжелые последствия может вызвать запаривание насоса, выражающееся в возникновении металлического контакта между неподвижными и вращающимися деталями насоса в результате разрыва сплошности потока (парообразование в насосе), увеличения сопротивления на линии разгрузки из камеры гидропаты или резкого увеличения протечек через гидропату.

При возникновении запаривания наблюдаются удары и шумы во всасывающем трубопроводе и насосе, снижение давления, создаваемого насосом, резкие колебания нагрузки электродвигателя. В этом случае необходимо принять экстренные меры по устранению причин возникновения запаривания и пустить в работу резервный насос.

После останова аварийного насоса необходимо повернуть вручную ротор, определить причину останова и устранить ее. Если насос был остановлен из-за запаривания, то даже при свободном вращении ротора целесообразно произвести ревизию узла гидропаты. Если ротор не проворачивается вручную, следует произвести разборку насоса для устранения причин или ремонта.

Агрегат считается в резерве, если после последнего пуска и останова он не подвергался полной или частичной разборке, а трубопроводы и арматура не разъединялись. Агрегат должен ежедневно протираться от пыли и грязи. Вентили и задвижки маслосистемы и системы охлаждения должны быть плотно закрыты. Примерно один раз в неделю рекомендуется вручную проворачивать ротор. Не реже одного раза в месяц производится пробный пуск агрегата с проверкой работы приборов КИП и автоматики.

Насосный агрегат выводится из резерва при необходимости проведения периодических осмотров, планово-предупредительных и аварийных ремонтов. При этом разбирается электрическая схема; задвижками и вентилями агрегат полностью отсоединяется от трубопроводов; из насоса сливается вода; снимаются приборы и датчики.

В процессе эксплуатации зубчатых маслоснасосов проявляются следующие недостатки.

1. Ненормально высокий нагрев подшипников. Возможными причинами этого могут быть:
 - недостаточный зазор в подшипниках (норма 0,0012—0,0018 диаметра шейки вала);
 - несовпадение осей расточек подшипников (нормальная непараллельность осей расточек под шестерни и под подшипники — не более 0,01 мм на всю длину расточки);
 - отсутствие или неправильное дренирование масла из впадин зубьев, находящихся в зацеплении, что создает распорное усилие и перегружает подшипники;
 - отсутствие или неправильное выполнение подвода и отвода масла на смазку;
 - грязь в подшипниках.
2. Повышенный уровень шума в насосе. Причинами могут служить:
 - попадание воздуха в насос;
 - перекося шестерен;
 - установка шестерен не в том положении, в котором они приработаны;
 - повреждение зубьев шестерни (чаще всего оно вызвано попаданием посторонних предметов и выкрашиванием поверхности зубьев).
3. Повреждение торцевой крышки насоса. К этому приводят следующие причины:
 - малый торцевой зазор (норма 0,001—0,0013 от ширины шестерни плюс 0,05 мм);
 - попадание посторонних предметов в торцевой зазор;
 - уменьшение торцевого зазора за счет расширившихся бронзовых втулок подшипников при их нагреве. Коэффициент линейного расширения бронзы больше, чем стали, поэтому втулки следует «утапливать» в корпусе на несколько миллиметров.

При разборке зубчатых и винтовых насосов необходимо убедиться в наличии меток, указывающих на взаимное положение шестерен (винтов) между собой и относительно корпуса, а также крышки относительно корпуса и подпятников ведомых винтов. При вскрытии крышки замеряется толщина прокладки между корпусом и крышкой.

При ревизии центробежных маслонасосов чаще всего встречается износ опорных и упорных подшипников, увеличение радиальных (по валу) и осевых (по корпусу) зазоров в «плавающих» уплотнениях. Чаще изнашиваются уплотнения с напорной стороны насоса. На них воздействует максимальный перепад давлений.

Для этих насосов очень важно, чтобы при мгновенном увеличении потребления силовой жидкости не произошло бы подсоса воздуха. Прорыв воздуха на всас может привести к срыву насоса, после которого восстановление нормальной работы возможно только после остановки и повторного пуска насоса.

Для поддержания нормальной эксплуатации маслонасосов производится анализ масла, осуществляется чистка маслобака и дозаправка системы свежим маслом. Вкладыши подшипников и шейки вала покрываются тонким слоем консервационной смазки. Все обработанные и неокрашенные поверхности подлежат консервации. Все отверстия закрываются заглушками. Через девять месяцев хранения консервацию следует обновить.

Перечень характерных неисправностей при работе насосов, вероятные их причины и возможный способ устранения наиболее полно представлены в [215, 216—219] и приведены в табл. 5.12.

Неполадки с более сложными причинами, касающимися температурной деформации корпуса в пусковых режимах, кавитационного износа насоса, системы уравнивания осевой и радиальной сил, повреждений разгрузочных устройств, и способы их предотвращения подробно рассмотрены в [216]. Там же рассмотрены способы устранения причин повышенной вибрации насосов, конструкции и неполадки опорных подшипников и концевых уплотнений, а также вопросы эрозионной стойкости материалов.

В журнал по учету работы при эксплуатации насоса, например типа СЭ-5000-160, рекомендуется производить запись давления в входном и напорном патрубках, потребляемой электродвигателем мощности, давления масла перед подшипниками и температур подшипников агрегата.

Таблица 5.12

Возможные неисправности центробежных насосов и способы их устранения

Неисправность	Вероятная причина	Способ устранения
Насос при пуске не развивает требуемое давление и подачу	1. Неправильное направление вращения электродвигателя	Установить направление вращения ротора по стрелке
	2. Большое сопротивление всасывающего трубопровода (вследствие засорения сетки, обрыва щеки задвижки) и пониженное давление на входе	Очистить сетку или отремонтировать задвижку, восстановить давление на входе
	3. Смещение каналов рабочих колес относительно осей отводов	Подрезкой торцов втулки диска гидропаты восстановить осевой разбег ротора
	4. Снижение уровня жидкости на входе насоса	Восстановить уровень жидкости в сборнике
	5. Увеличение зазоров по уплотнительным кольцам (вследствие износа)	Заменить кольца и восстановить зазоры согласно формуляру
	6. Пропускает клапан (вентиль) рециркуляции	Заменить клапан и притереть уплотняющие поверхности
	7. Присосы воздуха через сальниковое уплотнение	Заменить набивку или отрегулировать подачу конденсата
	8. Нарушение герметичности стыка корпусов	Восстановить уплотнение наплавкой и притиркой уплотняющих поверхностей
	9. Повышение температуры жидкости	Открыть линию (клапан) рециркуляции
Насос не обеспечивает расчетную подачу	1. Недостаточная частота вращения ротора насоса	Остановить насос до восстановления нормальной частоты Герметизировать клапан срыва вакуума Отрегулировать гидравлическое сопротивление напорного трубопровода Произвести ремонт и восстановить проектные значения зазоров
	2. Угол разворота лопастей осевого насоса не соответствует заданной подаче	Определить по характеристике и установить требуемый угол разворота лопастей
	3. Негерметичен клапан срыва вакуума	Герметизировать клапан срыва вакуума
	4. Прикрыт дисковый затвор на напорном трубопроводе	Отрегулировать гидравлическое сопротивление напорного трубопровода
	5. Большие зазоры между камерой и лопастями рабочего колеса, а также в щелевом уплотнении вследствие их износа	Произвести ремонт и восстановить проектные значения зазоров

Продолжение табл. 5.12

Неисправность	Вероятная причина	Способ устранения
Насос срывает подачу	1. Наличие воздушных мешков во всасывающей линии	Заполнить насос водой, выпустив воздух
	2. Большие присосы воздуха через сальники или неплотности на входе насоса	Устранить присосы
	3. Засорена сетка или понижено давление на входе	Очистить сетку или восстановить давление на входе
	4. Температура жидкости выше допустимой при расчетном давлении	Восстановить температуру
	5. Чрезмерный рост подачи	Снизить подачу до нормы
Насос не создает требуемого напора, возможна перегрузка электродвигателя	1. Недостаточная частота вращения ротора	Остановить насос до восстановления номинальной частоты тока
	2. Значительный износ торцов лопастей рабочего колеса. Износ щелевого уплотнения	Восстановить лопасти и щелевое уплотнение до проектных размеров
Повышенная вибрация насоса	1. Нарушена центровка насоса и привода	Восстановить центровку
	2. Неравномерная нагрузка болтов или соединительных полумуфт	Обеспечить равномерность в работе муфты или устранить эксцентриситет полумуфт
	3. Небаланс ротора	Отбалансировать ротор в сборе в собственных подшипниках, устранив небаланс
	4. Прогиб вала	Заменить вал
	5. Пригонка трубопровода к насосу с натягом	Устранить натяг трубопровода и его вибрацию
	6. Кавитационный запас ниже нормы	Восстановить кавитационный запас
	7. Увеличены зазоры во вкладышах подшипников	Восстановить зазоры перезаливкой вкладышей баббитом
	8. Низкая температура масла	Снизить расход воды на маслоохладители, обеспечить температуру масла 40—45 °С
	9. Заледенения ротора об уплотнительные кольца	Проверить прогиб и центровку ротора в щелях концевых уплотнений и восстановить ее
	10. Нарушение крепления корпуса к раме и его центровки	Восстановить крепление и зазоры в направляющих шпонках
	11. Нарушение работы привода и заклинивание (или повреждение) муфты	Устранить недостатки привода и муфты

Неисправность	Вероятная причина	Способ устранения
Появление вибрации и увеличение биения вала, сопровождающиеся ударами и стуками в рабочем колесе, напор и подача пульсируют и не соответствуют рабочему режиму	1. Первый критический кавитационный режим с характерными стуками, похожими на удары камней о металл	Изменить режим работы насоса
	2. Забивание решеток или всасывающей трубы	Очистить решетки и всасывающую трубу
	3. Резкое снижение уровня воды в аванкамере, повышенная закрутка потока с образованием воронок и попадание воздуха во всасывающую трубу	Повысить уровень воды в аванкамере
Работа насоса сопровождается сильным шумом, вибрацией двигателя и насоса	1. Попадание посторонних предметов в зону рабочего колеса	Остановить насос, осмотреть и удалить посторонние предметы
	2. Залевание лопастей рабочего колеса за камеру	Произвести перецентровку камеры рабочего колеса
Колебание ротора в осевом направлении	1. Дроссельные цилиндрические втулки гидронапята изношены	Заменить детали разгрузочного устройства, восстановить зазоры в цилиндрической щели
	2. Кавитация на входе	Проверить давление на входе и восстановить до нормы, исключить кавитацию
	3. Смещение ротора в сторону всасывания	Восстановить осевую разбег

Продолжение табл. 5.12

Неисправность	Вероятная причина	Способ устранения
Повышение температуры масла, подшипников и подпятников	1. Загрязнение или несоответствие марки масла	Проверить, долить или сменить масло
	2. Недостаточное поступление масла к подшипникам	Расверлить отверстия в дроссельных шайбах, обеспечив требуемую подачу масла
	3. Неправильная пригонка вкладышей по шейкам вала	Увеличить зазор шабровкой вкладышей (не менее $0,002—0,003 d_{\text{вт}}$)
	4. Неправильная форма смазочных колец	Обеспечить цилиндрическую форму и одинаковую толщину колец по всей окружности
	5. Перекос между подшипниками и зеркалом подпятника. Неравномерная нагрузка сегментов подпятника	Устранить перекос регулировкой сегментов
	6. Неравномерная нагрузка сегментов подпятника	Произвести подбивку сегментов подпятника
	7. Пропуск воды под разгрузочным диском	Восстановить уплотнение под разгрузочным диском поджатием гайкой к бурту
	8. Неправильная установка опорного шарикоподшипника	Внутреннее кольцо плотно установить на валу, а наружное кольцо установить по ходовой посадке в корпусе подпятника
	9. Неправильная установка упорных шарикоподшипников	Среднее кольцо плотно установить на валу, а распорную втулку и наружные сферические кольца — свободно (в осевом направлении) без провисания

Переливание масла через выгородки крестовин и засасывание его внутрь двигателя	Чрезмерное количество масла в маслованнах, эксцентричное расположение расточки втулки подшипника относительно выгородки маслованны	Слить излишнее масло, отцентровать выгородку относительно расточки втулки подшипника
	Неправильная выверка линии вала агрегата, биение направляющих втулок вала, большой зазор между сегментами подшипников и втулками, неудовлетворительная балансировка ротора, неравномерный воздушный зазор, смещение или ослабление крепления роторных катушек, короткое замыкание витков катушек, неисправная работа механической или гидравлической части насоса	Остановить насосный агрегат. Осмотреть, произвести необходимые измерения, установить причину и устранить неисправность
Нагрев воды в гидропите выше нормы	1. Натирь торцевых поверхностей гидропята	Притереть разгрузочную пару, предварительно проверив осевой разбег и бой ротора и разгрузочного диска
	2. Нарушение крепления подшипника	Обеспечить надежное крепление
	3. Повышенный бой разгрузочного диска	Восстановить до нормы
	4. Чрезмерный нагрев воды в насосе	Открыть клапан рециркуляции
Утечки из концевых уплотнений	1. Низкое давление охлаждающего конденсата	Отрегулировать клапаном давление
	2. Изношена рубашка и сальниковая набивка	Заменить
	3. Неправильная центровка корпуса уплотнения относительно шейки вала	Проверить центровку
	4. Слабо поджата набивка сальникового уплотнения	Подтянуть гайки нажимной втулки
	5. Повышенное радиальное биение защитной втулки	Устранить биение втулки
	6. Размыв перегородок камер щелевых уплотнений	Произвести ремонт или реконструкцию камеры концевых уплотнений; изготовить из поковок

Окончание табл. 5.12

Неисправность	Вероятная причина	Способ устранения
Колебание подачи, давления и мощности (показание ваттметра)	1. Помпаж (нарушение устойчивости режима на западающей ветви напорной характеристики при малых подачах)	Увеличить подачу или снизить частоту вращения на малой подаче
	2. Задевание ротора о статор	Проверить выбег ротора и его прогиб, восстановить центровку ротора в статоре (корпусе) по концевым уплотнениям
Неплотность прилегания крышки нагнетания или секций	1. Неравномерная затяжка стяжных болтов	Обеспечить равномерность обтяжки болтов, проконтролировать по индикаторам
	2. Не обжата прокладка	Обеспечить требуемый натяг прокладки (предварительно проверив толщину прокладки и глубину выточки), контролируя по индикаторам
При подаче масла в полостях сервомотора не происходит разворот лопастей на заданный угол	Нарушена герметичность уплотнения поршня	Заменить уплотняющие резиновые кольца
Самопроизвольное сворачивание лопастей	1. Изношено гнездо клапана подачи масла в маслопроводах	Заменить клапан
	2. Утечки в соединениях маслопроводов, разрушение маслопроводов	Устранить утечки
Не работает указатель угла разворота лопастей	1. Рейка не опустилась вслед за маслопроводами	Заменить пружину возврата рейки
	2. Перекос в установке датчика	Обеспечить свободный ход толкателя

5.5. Ремонт насосов

5.5.1. Особенности ремонта насосов

Во время эксплуатации происходит постепенный износ уплотнений и ухудшение характеристик насосов. Для восстановления технических характеристик насосов существуют следующие виды работ: периодический осмотр, текущий, капитальный и внеплановый (аварийный) ремонты.

Периодический осмотр проводится три — четыре раза между капитальными ремонтами, при нахождении агрегата в резерве. При этом проверяется без разборки действие самостоятельных элементов и узлов насоса, а также работа системы защиты и автоматики.

Ремонт насосов должен носить профилактический, предупредительный характер. Он может выполняться непосредственно на месте эксплуатации или в цехе ремонтного предприятия. В паспорте на насосный агрегат указывается определенный ресурс работы до капитального ремонта с использованием запасных частей.

Текущий ремонт насоса проводится два — три раза между капитальными ремонтами с целью устранения дефектов элементов и узлов насоса, выявленных при периодических осмотрах и в процессе эксплуатации. Текущий ремонт насосов проводится на месте их установки и включает в себя набивку сальников, устранение мелких течей, проверку креплений и осевого разбега ротора в сборе, центровку валов насоса с приводом и опробование насоса в работе.

В процессе текущего ремонта могут быть заменены детали концевых уплотнений и упругие элементы соединительной муфты, но объем текущего ремонта по стоимости обычно не должен превышать 10 % затрат при капитальном ремонте.

Средний и капитальный ремонты могут осуществляться на месте установки насоса с выполнением ремонта отдельных сборочных единиц в цехе ремонтного предприятия. Самым прогрессивным методом капитального ремонта является централизованный с применением демонтирования насосов и заменой их заранее отремонтированными [217].

Капитальный ремонт насоса проводится в соответствии с планом-графиком, обычно не реже одного раза в год, и срок его проведения определяется продолжительностью работы уплотнительных колец рабочих колес, которая составляет от 15 до 60 тыс. ч [217]. Обычно *капитальный ремонт насосов выполняется в периоды ремонта основного оборудования* тепловых электростанций. При этом производится полная разборка агрегата, ревизия, дефектация и восстановление элементов, смена уплотнительных колец с целью восстановления первоначальных зазоров (по формуляру) и характеристик насосного агрегата.

Капитальный ремонт должен включать в себя следующие этапы:

- испытания насоса для оценки его состояния;
- подготовку места для хранения узлов, деталей и необходимого инструмента;
- проверку надежности закрытия всасывающей и напорной арматуры, а также отключения электропривода;
- проверку центровки валов насоса и привода после снятия кожуха муфты;
- проверку осевого разбега ротора;
- слив воды и масла из трубопроводов и насоса;
- разборку вспомогательных трубопроводов (отверстия закрываются заглушками), приборов и датчиков;
- полную разборку насоса;
- дефектацию, замену и восстановление деталей ротора и корпуса в соответствии с заводскими формулярами. При этом проверяются радиальные зазоры между рабочими колесами и кольцами в местах уплотнений, биение ротора в указанных местах. Допустимое биение ротора (как при затянутых, так и при отпущенных гайках) не должно превышать 0,06 мм в местах уплотнений рабочих колес и 0,03 мм на рубашках концевых уплотнений; расцентровка ротора в уплотнительных кольцах корпуса — не более 0,1 мм.

Проверяется плотность посадки полумуфты на вал, проводится перезаливка баббита подшипников скольжения или замена подшипников качения;

- сборку насоса (в обратном порядке) с учетом требований и размеров по формуляру;
- опробование насоса после ремонта с целью оценки соответствия его характеристик техническим требованиям.

Капитальный ремонт питательных, конденсатных и циркуляционных насосов должен проводиться в соответствии с техническими условиями и нормативно-технической документацией на капитальный ремонт конкретного насоса, а также на основе эксплуатационной документации на насос и его привод.

Перед остановом насоса на планово-предупредительный или капитальный ремонт в зависимости от типа и назначения насоса проводятся его испытания для определения высоты всасывания, давления при номинальной подаче, вибрации опор, внешних утечек, давления жидкости в разгрузочной полости, температуры подшипников, параметров работы электродвигателя [217].

В процессе демонтажа центробежного лопастного насоса производятся обязательные проверки [217]:

- несоосности валов насоса и электродвигателя, измеряемой по ободу и торцам полумуфт в четырех точках;
- осевого разбега ротора у насосов с упорным подшипником скольжения или автоматическим устройством уравнивания осевых сил, действующих на ротор;
- зазоров по дистанционным болтам, продольным и поперечным шпонкам, фиксирующим насос на фундаментной плите.

Оценка величины несоосности валов насоса и электродвигателя выполняется с помощью скоб и щупа или индикатора аналогично проверке центровки роторов турбины по полумуфтам. Необходимо также проверить тепловой зазор между торцами полумуфт и маркировку их взаимного положения.

Регламентированные зазоры между дистанционными болтами и корпусом насоса, а также в шпоночных соединениях устанавливаются для обеспечения свободы тепловых перемещений и сохранения центровки при работе насоса. На рис. 5.28 показаны места измерений и значения тепловых зазоров питательного насоса.

Осовой рабочий разбег ротора насоса секционного типа измеряется до удаления разгрузочной пяты, полный разбег — после ее удаления. Например [217], при разборке насоса секционного типа для измерения рабочего разбега ротора вскрывают подшипник со стороны выходного патрубка и устанавливают индикатор. Индикатор часового типа устанавливают с упором конца измерителя в торец вала, после чего ротор насоса сдвигают до отказа сначала в одну, а затем в другую сторону. На валу по торцевой крышке другого подшипника наносят риски, соответствующие рабочему положению ротора. После выполнения этого измерения снимают крышки и верхние вкладыши подшипников, вынимают набивку сальников, снимают полумуфту и кронштейн подшипника (вал насоса подпирают временной опорой). Вслед за этим снимают защитную втулку вала и разгрузочный диск. Защитную втулку на резьбе отворачивают специальным ключом, при гладкой посадке втулку стягивают приспособлением, аналогичным приведенному на рис. 5.29, *а*. Упорный диск снимают приспособлением, изображенным на рис. 5.29, *б*. После удаления разгрузочной пяты измеряют полный разбег ротора. Для этого разгрузочный диск надевают на вал, зажимают втулкой вала и смещают поочередно до отказа в сторону выходного и входного патрубков. После замера общего разбега ротора насоса снимают стяжные шпильки, напорный патрубок, рабочее колесо и корпус выходной секции и вновь измеряют осевой разбег ротора. Эту операцию повторяют до тех пор, пока не будут сняты все рабочие колеса и секции корпуса. Снятие рабочих колес выполняют съемником, аналогичным приведенному на рис. 5.29, *а*.

При разборке насоса проверяют правильность расположения рабочего колеса по отношению к выправляющему аппарату, замеряют радиальные и осевые зазоры в уплотнениях

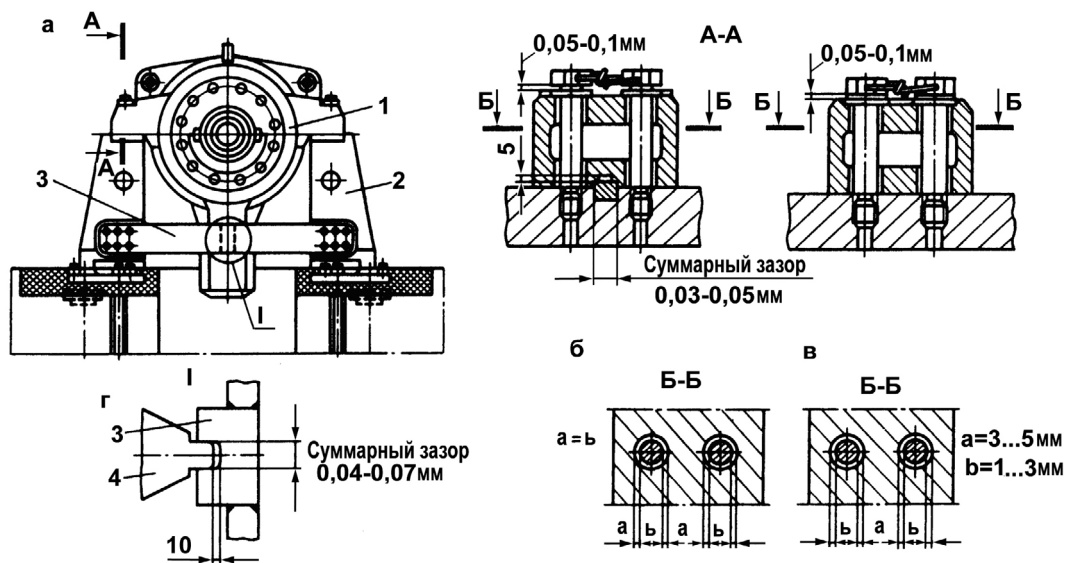


Рис. 5.28. Места измерений тепловых зазоров питательного насоса:

a — вид спереди, *б* — передние лапы, *в* — задние лапы, *г* — зазоры у дистанционных болтов и у шпонок; *1* — корпус насоса, *2* — постамент, *3* — траверса, *4* — вертикальная шпонка

рабочих колес. Зазор между рабочими колесами и уплотнительными кольцами определяют как полуразность диаметров рабочих колес в месте уплотнения и внутренних диаметров уплотнительных колец. Измерения производят по двум взаимно перпендикулярным диаметрам. Диаметр кольца замеряют микрометрическим нутромером (штихмасом), а диаметр места уплотнения рабочего колеса — микрометрической скобой. Зазоры должны соответствовать данным, указанным в чертежах. Значения радиальных зазоров в уплотнениях рабочих колес зависят от размера насоса и температуры рабочей среды и обычно находятся в пределах 0,2—0,5 мм на каждую сторону. Осевые зазоры между уплотнительными кольцами и колесами насоса должны быть больше осевого разбега ротора насоса на 1,0—1,5 мм для обеспечения свободных тепловых расширений ротора, относительно корпуса. Определение плотности посадки рабочего колеса на вал производят измерением диаметров ступицы и вала. Измерение выполняют

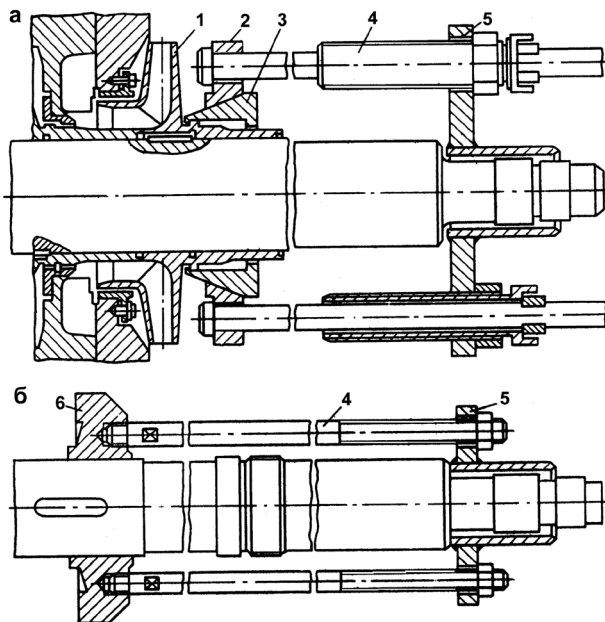


Рис. 5.29. Приспособления для снятия деталей с вала насоса: *a* — для снятия рабочих колес и защитных втулок, *б* — для снятия разгрузочного диска; *1* — рабочее колесо, *2* — кольцо, *3* — захваты, *4* — шпильки, *5* — фланец, *6* — разгрузочный диск

в двух сечениях по длине по двум диаметрально противоположным направлениям. Разность диаметров ступицы и вала даст значение натяга или зазора при посадке рабочего колеса на вал. Это значение должно соответствовать данным технических условий или указаниям чертежа конкретного насоса.

При разборке насосов необходимо проверять, а при необходимости наносить метки взаимного расположения сопрягаемых деталей для последующей сборки. При отсутствии меток их наносят на поверхности, не являющиеся посадочными, уплотняющими или стыковыми, без нарушения защитных покрытий [217].

Разборку неподвижных сопрягаемых деталей производят на прессах с помощью специальных приспособлений или предусмотренных конструкцией специальных устройств (отжимных болтов, шпилек и т. п.). При разборке сопряженных частей допускается нагрев охватывающей сопрягаемой составной части соединения без местных пережогов равномерно от периферии к центру разбираемого соединения. Температура предварительного нагрева должна быть около 100—130 °С. Подшипники качения снимаются без предварительного подогрева с приложением усилия к кольцу, имеющему неподвижную посадку. Разборку фланцевых и стыковых соединений выполняют специальными приспособлениями и устройствами (домкратами, отжимными болтами и т. п.). Разборка стыкующихся поверхностей расклиниванием (зубилами или отвертками) не допускается [217].

Разборка лопастного осевого вертикального насоса (см. рис. 5.29) начинается со слива масла из ванны верхнего подшипника электродвигателя. Разбирают и удаляют маслоохладитель; рассоединяют валы насоса и электродвигателя, демонтируют ступицы пяты и сегменты подпятника. После удаления роторной части проверяют центровку корпусных деталей насоса. Для этого опускают струну с грузом в центре агрегата, используя для этой цели калиброванную проволоку без сгибов и узлов диаметром 0,3—0,5 мм. Вертикальную струну центрируют по закладному кольцу 1 с точностью 0,1—0,2 мм. Для учета эллипсности расточек корпусных деталей до подвеса струны измеряют штихмасом диаметры всех расточек в двух взаимно перпендикулярных направлениях. Проверку центрирования корпусных деталей насоса выполняют измерением расстояний от поверхностей их расточек до струны в двух взаимно перпендикулярных направлениях. При необходимости передвигают корпусные детали насоса, увеличивают отверстия во фланцах и перешлифовывают фланцы [217].

В процессе разборки насоса проверяют идентичность углов установки лопастей рабочего колеса. Разница углов установки лопастей не должна быть более 30'. Проверяют зазоры между валом и вкладышем верхнего и несущего подшипников, а также степень касания расточкой вкладыша шейки вала. В насосах типов О, ОПВ, В широко применяют лигнофолевые и резиновые подшипники. Диаметральный зазор в подшипниках должен составлять 0,3—0,4 мм. При измерении зазоров подшипник соединяют на валу и, поворачивая его, измеряют снизу в четырех положениях диаметральный зазор по всей длине вкладыша. Если зазоры в лигнофоловом подшипнике больше чем на 20 % отличаются от проектных, устанавливают прокладки под планки или заменяют вкладыш (при большом износе) [217].

Резиновые вкладыши подлежат замене, если зазор больше допустимого. Корпусные детали проточной части насоса подвергают проверке с целью выявления их кавитационно-коррозионного и абразивного износа. На валах обычно обнаруживают дефекты в виде изменения формы центрирующего выступа полумуфты, который должен плотно входить в заточку сопрягаемого вала. Если изменение диаметра составляет около 0,1—0,2 мм, то сопряжение восстанавливают ударами в торец выточки с последующей проточкой вала на станке. При больших зазорах посадочное сопряжение восстанавливают наплавкой буртика или выточки с последующей проточкой. Если обнаружено повышенное торцевое биение фланцев вала, его направляют на станке. В таких случаях рекомендуется одновременная проточка шеек вала и центрирующих буртиков или впадин [217].

В [218] приведены типовые номенклатуры ремонтных работ. В частности, применительно к насосам типовая номенклатура ремонтных работ при текущем ремонте предполагает,

что ремонт производится на месте установки данного оборудования; только оборудование малой массы ремонтируется в специализированных цехах (участках) предприятия. Типовая номенклатура ремонтных работ при текущем ремонте включает в себя операции технического обслуживания, частичную разборку оборудования с ремонтом и заменой наиболее быстро изнашивающихся деталей. Кроме того, для отдельных видов оборудования в типовой объем работ при текущем ремонте включаются специфические для данного вида оборудования работы. Так, в частности, для центробежных энергетических насосов включены следующие виды ремонтных работ:

- отсоединение электродвигателя, отключение от сети;
- разборка муфты, подшипников и секций насоса, осмотр и проверка всех деталей;
- контроль осевого разбега ротора и зазоров в уплотнениях и подшипниках, проверка вала;
- контрольная сборка ротора, снятие и посадка соединительной муфты с пригонкой шпонок и шпоночных пазов;
- замена сальниковой втулки (рубашки на валу) без снятия и посадки других деталей, замена болтов соединительной муфты, замена дополнительного кольца (двух полуколец) насоса;
- статическая балансировка рабочего колеса, центровка насоса с электродвигателем;
- опробование насоса.

Типовая номенклатура ремонтных работ при капитальном ремонте включает в себя работы текущего ремонта, полную разборку оборудования, промывку, дефектацию деталей, замену негодных деталей. После капитального ремонта оборудование, на которое распространяются требования Федерального надзора, подвергается соответствующим испытаниям и предъявляется представителям Федерального надзора. Кроме того, проводятся следующие работы для центробежных насосов:

- полная разборка насоса, разборка ротора;
- ремонт дисков и корпуса, замена изношенных дисков и других деталей;
- замена подшипников, крепежных деталей и прокладок.

Ремонтные нормативы, нормы расхода материалов и запасных частей для всех основных видов электротехнического и теплотехнического оборудования представлены в [218]. Такие данные для ряда центробежных и осевых насосов, применяемых в схемах ПТУ, представлены в табл. 5.13—5.16.

5.5.2. Ремонт рабочих колес насосов

Наиболее частыми дефектами рабочих колес являются *абразивный* и *кавитационно-коррозионный* износ. Абразивный износ происходит в результате повреждения поверхности лопастей твердыми частицами, присутствующими в перекачиваемой среде, а также вследствие совместного воздействия твердых частиц и потока среды, несущего эти частицы (гидроабразивный износ). При наличии кавитации происходит локальное чередование больших давлений и последующих разрежений, вызывающих колебание частиц окружающей жидкости со звуковой и ультразвуковой частотами (микроудары). Воздействуя на детали проточной части насоса, эти колебания вызывают разрушение их поверхности.

Кроме механического воздействия, на разрушение металла оказывают влияние химическое воздействие, обусловленное высокой активностью кислорода воздуха в момент выделения его из воды, и процессы электрохимической коррозии.

Суммарное воздействие всех этих факторов вызывает интенсивный износ и разрушение элементов проточной части насосов, особенно рабочих колес.

Рабочие колеса осевых насосов. Наиболее интенсивному разрушению в лопастях рабочих колес подвержены периферийные кромки в зазоре между лопастью и камерой рабочего колеса и поверхность пера лопасти ближе к периферии, особенно с тыльной стороны. Во втулке наи-

Таблица 5.13

Нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта насосов

Наименование, тип, марка и краткая характеристика оборудования	Периодичность ремонта (числитель) и продолжительность простоя в ремонте (знаменатель), ч		Трудоемкость одного ремонта, чел.-ч	
	Текущий ремонт	Капитальный ремонт	Текущий ремонт	Капитальный ремонт
Насосы центробежные консольные одноступенчатые давлением 0,7 МПа (7 кгс/см ²), производительностью, м ³ /ч: до 20 45 85—90 150—160 260—290	8640/2	17280/5	3	10
	8640/2	17280/7	4	14
	8640/3	17280/9	6	19
	8640/4	17280/14	9	29
	8640/5	17280/19	11	38
Насосы центробежные консольные с колесом двухстороннего входа одноступенчатые давлением 1,4 МПа (14 кгс/см ²), производительностью, м ³ /ч: до 50 100 160 360—400 540—720 900—1260 2000—2700	8640/3	17280/10	6	20
	8640/4	17280/12	7	25
	8640/5	17280/17	8	29
	8640/6	17280/22	13	44
	8640/9	17280/29	18	60
	8640/10	17280/38	23	77
	8640/12	17280/48	28	94
Насосы центробежные вертикальные одноступенчатые давлением 0,9 МПа (9 кгс/см ²), производительностью, м ³ /ч: 3500—5100 5200—7200 8600—13700	8640/36	17280/121	71	242
	8640/48	17280/181	95	361
	8640/72	17280/271	143	542

Насосы центробежные питательные для воды с температурой до 100°С давлением от 0,7 МПа (7 кгс/см ²) до 1,9 МПа (19 кгс/см ²), производительностью, м ³ /ч: 5—12 15—19 20—34	4320/5 4320/7 4230/9	25920/19 25920/24 25920/29	11 14 17	38 48 57
Насосы центробежные питательные двухступенчатые для воды с температурой 105 °С, с напором до 1,4 МПа (14 кгс/см ²), производительностью, м ³ /ч: 14,4 18,0 22,7	4320/3 4320/4 4320/5	25920/12 25920/14 25920/19	7 9 13	25 30 40
Насосы центробежные питательные шестиступенчатые для воды с температурой до 165 °С, давлением до 5,80 МПа (58 кгс/см ²), производительностью 65 м ³ /ч	4320/21	25920/74	43	147
То же, восьмиступенчатые, подачей 100 м ³ /с	4320/28	25920/95	57	190
Насосы центробежные конденсатные горизонтальные спиральные двухступенчатые давлением 1,50 МПа (15 кгс/см ²), температурой до 125 °С, производительностью, м ³ /ч: 12 20 80	8640/5 8640/8 8640/14	25920/19 25920/29 25920/37	11 17 29	38 57 95
Насосы осевые, погружные давлением 0,042 МПа, производительностью 2500 м ³ /ч	8640/18	51840/32	39	130

Примечание. Трудоемкость ремонта многоступенчатых насосов с числом секций более трех увеличивается на 5 % на каждую последующую пару секций.

Таблица 5.14

**Нормы расхода материалов на капитальный ремонт центробежных консольных
одноступенчатых насосов производительностью от 57 до 103 м³/ч**

Материал	Производительность, м³/ч									
	до 10	более 10 до 20	более 20 до 30	более 30 до 40	более 40 до 50	более 50 до 60	более 60 до 70	более 70 до 80	более 80 до 90	100 и более
Сталь прокатная, кг	5,00	7,0	9,8	11,0	12,0	13,0	13,1	13,3	13,6	13,9
Метизы, кг	0,30	0,4	0,6	0,7	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Электроды, кг	1,00	1,4	1,8	2,1	2,3	2,5	2,6	2,6	2,6	2,7
Ацетилен, кг	0,80	1,3	1,6	1,8	2,1	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Кислород, баллон	0,30	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Керосин, кг	1,20	1,6	2,2	2,6	2,8	3,0	3,1	3,1	3,2	3,2
Резина техническая, кг	0,20	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6
Паронит, кг	0,30	1,9	2,5	2,9	3,2	3,5	3,5	3,5	3,6	3,7
Набивка сальниковая прографиченная, кг	0,20	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6
Войлок технический мелкошерстный, кг	0,05	0,07	0,09	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Ветошь обтирочная, кг	0,20	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Шнур резиновый, кг	0,20	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

Таблица 5.15

Нормы расхода материалов на капитальный ремонт центробежных одноступенчатых насосов типа Д

Материал	Производительность, м³/ч						
	до 100	101—250	251—500	501—1000	1001—1500	1501—2000	2001 и более
Сталь прокатная, кг	13,6	19,3	30,2	32,2	41,0	43,5	45,9
Метизы, кг	0,9	1,2	2,0	2,1	2,7	2,8	3,0
Электроды, кг	2,6	3,7	3,0	3,2	4,0	4,2	4,5
Ацетилен, кг	2,3	3,4	1,6	1,8	2,3	2,6	2,6
Кислород, баллон	0,9	1,3	0,5	0,7	0,9	1,0	1,0
Керосин, кг	3,2	4,5	3,0	3,8	4,8	5,1	5,4
Резина техническая, кг	0,6	0,8	1,2	1,3	1,7	1,8	1,9
Паронит, кг	3,6	5,1	4,0	4,3	5,5	5,8	6,1
Набивка сальниковая прографиченная, кг	0,6	0,8	1,2	1,3	1,7	1,8	1,9
Войлок технический мелкошерстный, кг	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5
Ветошь обтирочная, кг	0,4	0,6	0,9	1,0	1,3	1,3	1,4
Шнур резиновый, кг	0,4	0,6	0,9	1,0	1,3	1,3	1,4
Смазка универсальная, кг	0,6	0,6	0,6	0,9	1,1	1,2	1,2
Краска масляная, кг	0,7	0,9	1,5	1,7	2,1	2,1	2,2
Подшипники, шт.	1,0	2,0	2,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Уплотнительные кольца, шт.	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Сальниковая втулка, шт.	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Рабочее колесо, шт.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Цемент, кг	12,8	61,6	70,0	96,5	98,0	98,0	98,0
Песок речной, кг	38,4	184,8	210,0	210,0	294,0	294,0	294,0
Кирпич строительный красный, шт.	32,0	162,0	184,0	254,0	258,0	258,0	258,0
Фланец, шт.	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Пробка, шт.	1,0	1,0	3,0	7,0	9,0	9,0	10,0
Баббит, кг	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Таблица 5.16

Нормы расхода материалов на капитальный ремонт центробежных конденсатных насосов типа Кс

Материал	Производительность, м³/ч					
	до 20	21—30	31—40	41—50	51—60	61 и более
Сталь прокатная, кг	7,30	9,80	10,40	11,00	11,60	11,90
Метизы, кг	0,50	0,60	0,70	0,70	0,80	0,80
Электроды, кг	1,40	1,90	2,00	2,10	2,30	2,30
Ацетилен, кг	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Кислород, баллон	0,30	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Керосин, кг	1,70	2,30	2,40	2,60	2,70	2,80
Резина техническая, кг	0,30	0,40	0,40	0,40	0,50	0,50
Паронит, кг	2,00	2,40	2,80	2,90	3,10	3,20
Набивка сальниковая прографиченная, кг	0,30	0,40	0,40	0,40	0,50	0,50
Войлок технический мелкошерстный, кг	0,07	0,10	0,11	0,11	0,12	0,12
Ветошь обтирочная, кг	0,20	0,30	0,30	0,30	0,40	0,40
Шнур резиновый, кг	0,20	0,30	0,30	0,30	0,40	0,40
Смазка универсальная, кг	0,40	0,50	0,60	0,60	0,60	0,60
Краска масляная, кг	0,40	1,20	1,20	1,20	1,30	1,30
Подшипники, шт.	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Уплотнительные кольца, шт.	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Сальниковая втулка, шт.	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Рабочее колесо, шт.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Цемент, кг	56,00	76,00	80,00	85,00	89,00	91,00
Песок речной, кг	168,00	228,00	240,00	255,00	267,00	273,00
Кирпич строительный красный, шт.	148,00	200,00	212,00	224,00	236,00	242,00
Фланец, шт.	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00

более интенсивно изнашивается поверхность в зоне зазоров с торцевой частью пера лопасти со стороны входной и выходной кромок [219].

При длительной эксплуатации насосов возникают трещины в лопастях из-за работы с повышенной вибрацией и в нерасчетных режимах, плохого качества материала, а также усталости металла. Трещины чаще всего возникают в галтельном переходе от фланца к перу лопасти и в углах пересечения периферийной и входной кромок, что является причиной поломки и отрыва лопастей.

В поворотно-лопастных рабочих колесах наблюдается утечка масла из внутренней полости за счет нарушения герметичности и износа сопрягаемых деталей механизма разворота лопастей, приводящего к появлению люфтов и качания лопастей относительно втулки.

Одним из наиболее распространенных дефектов рабочего колеса является нарушение статической балансировки из-за неравномерного износа и утери балансировочного груза.

При небольших повреждениях ремонт производят без разборки рабочего колеса. При значительных повреждениях рабочее колесо полностью разбирают.

Если глубина каверн, возникающих от кавитационно-коррозионных и гидроабразивных разрушений на лопастях, втулке и обтекателе, не превышает 2 мм и они распространены на небольшой площади, то ограничиваются зачисткой наждачным камнем поврежденного места и шлифованием его до получения ровной гладкой поверхности. При больших повреждениях ремонт производят методом электронаплавки, включающим в себя три технологических этапа: подготовку, собственно наплавку и шлифовку сварочных швов.

Подготовка к наплавке заключается в определении границы поврежденной поверхности и удалении поврежденного металла. Все обнаруженные дефекты удаляют вырубкой пневматическим зубилом, зачисткой наждачным камнем или воздушно-дуговой строжкой.

Вырубка дефектного металла пневматическим зубилом имеет очень низкую производительность и сопровождается сильным шумом, что ограничивает ее применение. Способ удаления металла наждачным камнем применяют в основном при разделке трещин. Удаление металла производится вручную шлифовальной машиной. В качестве режущего инструмента применяют отрезные круги на бакелитовой связке с упрочняющими элементами, имеющие наружный диаметр 200 мм и толщину 2—3 мм. Наибольшее распространение для удаления металла получила воздушно-дуговая строжка, сущность которой заключается в том, что между графитовым электродом и деталью зажигается электрическая дуга, плавящая металл. Расплавленный металл выдувается сжатым воздухом, струя которого параллельно электроду направляется в зону горения дуги. Строжку производят специальным резаком типа РВД-4-62, в котором закрепляется электрод. Резак рассчитан на работу угольным электродом диаметром 6—10 мм с подачей к нему постоянного тока силой до 500 А. Для этого используют сварочные преобразователи типа ПСМ-1000 или сборочные выпрямители типа ВКСМ-1000-1. Силу тока поддерживают в пределах, обеспечивающих плотность тока 3,5—4 А/мм². При большей плотности происходит науглероживание поверхности в недопустимых пределах. Выборку выполняют так, чтобы поверхность ее не имела острых углов, стенки были пологими, форма и размеры обеспечивали доступность для сварки.

Разделку трещин необходимо производить с предварительной засверловкой концов трещин. Для несквозных трещин глубина засверловки должна быть на 2—3 мм больше глубины залегания трещины, а сквозные трещины засверливают на всю глубину. Разделку кромок трещины под заварку производят по всей длине трещины с притуплением 1,5—2 мм и углом раскрытия кромок, составляющим 60—70°.

Контроль при удалении трещин и дефектного металла производят травлением, цветной или магнитопорошковой дефектоскопией места выборки и прилегающего участка шириной около 50 мм. Шероховатость поверхности, обработанной для контроля, должна составлять при травлении и ЦД 1,25 мкм, при МПД — 40 мкм.

Выборки на высоколегированных сталях протравливают реактивом следующего состава: соляная кислота концентрированная, хлорное железо, вода (все компоненты берутся в равных по массе частях). Травление деталей из малоуглеродистых, углеродистых и низколегированных сталей выполняют 10%-ным водным раствором азотной кислоты. После проведения контроля протравленные поверхности зачищают для удаления протравленного слоя до металлического блеска.

Поверхности с кавитационными, эрозионными и коррозионными разрушениями, подготовленные под сварку, а также прилегающие участки шириной 15—20 мм контролируют внешним осмотром после зачистки.

В практике ремонта крупных насосов наибольшее распространение получил способ наплавки ручной электродуговой сваркой. При наплавке применяют электроды диаметром 6—8 мм, общие сведения по которым приведены в табл. 5.17 [219]. Электроды перед употреблением прокалывают в электропечи; сварку такими электродами производят постоянным током обратной полярности. При сварке электродами УОНИ-13/45 в нижнем положении силу сварочного тока назначают из расчета 40—45 А на 1 мм диаметра электрода. При сварке электродами остальных марок в том же положении — 30 А.

При сварке в вертикальном и потолочном положениях силу сварочного тока уменьшают на 20 %. Во всех случаях, где это возможно, сварку производят в нижнем или полувертикальном положении. Сварку ведут короткой дугой с зачисткой после каждого прохода шлака и брызг зубилом и металлической щеткой.

Наплавку поверхностей размерами более 250×250 мм ведут с разбивкой на участки 150×150 мм и изменением направления наплавки на каждом участке на 90° в каждом последующем слое. При размерах поверхностей менее 250×250 мм наплавку ведут без разбивки на участки, меняя направления сварки в каждом последующем слое. После окончания наплавки восстановленную поверхность и околошовную зону шириной до 50 мм обдирают наждачным

Таблица 5.17

Характеристика электродов, применяемых для наплавки деталей насосов

Марка материала	Электрод		Расход электрода на 1 кг наплавленного металла, кг
	Тип	Марка	
Сталь конструкционная 20, 20К, 22К, 25, 30, 35, Ст. 2, Ст. 3	Э42	АНО-6	1,7
	Э42А	УОНИ-13/45	1,6
	Э45	МР-3	1,7
	Э46	ОЗС-6	1,6
	Э46А, Э50А	УОНИ-13/55	1,6
Сталь коррозионностойкая, износостойкая 08Х18Н10Т, 10Х12НД, 10Х18Н10Т, 12Х18Н9Т, 12Х18Н12Т	Э-04Х20Н9	ОЗЛ-36	1,7
	Э-06Х22Н9	ЦЛ-33	1,6
	Э-08Х20Н9Т2Б	ЦЛ-11	1,7
	Э-07Х20Н9	ОЗЛ-8	1,6
	Э-10Х25ШЗГ2	ЦЛ-25	1,7
	Э-10Х25Н13Г2Б	ЦЛ-9	1,6

кругом и шлифуют заподлицо с основным металлом. Для придания наплавленной поверхности требуемого профиля ее шлифуют по шаблонам. Наплавленная поверхность не должна выступать над неразрушенной поверхностью, допускается зазор между шаблоном и восстановленной поверхностью лопасти, втулки и обтекателя не более 1,5 мм, а между шаблоном и поверхностью входной и выходной кромок лопасти — не более 0,5 мм.

Обработку периферийных кромок лопастей по сфере производят после сборки лопастей с втулкой рабочего колеса при свернутых лопастях.

Контроль качества заварки выборок осуществляют методом травления наплавленного металла и околошовной зоны. Травление выполняют так же, как и при обнаружении дефектов.

Нарушение герметичности внутренней полости рабочего колеса происходит из-за износа или разрушения *уплотнительных элементов*. Восстановление герметичности производят заменой дефектных уплотнительных элементов на новые. Люфт или качание лопасти относительно втулки рабочего колеса появляется в результате износа в подвижных и неподвижных сопряжениях деталей, соединяющих цапфу лопасти с крестовиной или ползуном. Восстановление изношенных сопряжений при ремонте рабочих колес производят методом наплавки изношенных поверхностей сопряжения с последующей их обработкой до номинального размера или способом ремонтных размеров. При восстановлении этим способом одна из сопряженных деталей, обычно наиболее сложная и дорогостоящая, обрабатывается до выведения следов износа или до получения определенного (заранее установленного) ремонтного размера, а вторая заменяется новой или восстановленной под полученный размер основной детали.

Незначительные повреждения резьбы (задиры, вмятины, срывы) устраняются опиловкой или прогонкой резьбонарезным инструментом. При срыве или смятии более одной нитки на одной из сопрягаемых резьбовых поверхностей, а также при вытягивании резьбы резьбовые соединения подлежат замене или восстановлению. Восстановление поврежденных резьбовых поверхностей производят наплавкой и нарезкой резьбы номинального размера. Допускается нарезка резьбы ремонтного размера при условии обеспечения собираемости и прочности резьбового соединения. На болтах, шпильках, гайках, штифтах не допускаются трещины любых размеров и расположения, коррозионные, эрозионные разрушения, изогнутость более 0,5 мм на длине 100 мм. Детали с такими повреждениями подлежат замене.

Перед сборкой на все посадочные и резьбовые поверхности валов, боковые поверхности шпонок и шпоночных пазов, резьбовые поверхности крепежа и поверхности штифтов рекомендуется нанести тонкий слой консистентной смазки.

Неметаллические прокладки должны быть чистыми, гладкими без расслоений, складок, вырывов и надломов. Они должны равномерно прилегать к сопрягаемой поверхности и не выступать за ее края. На рабочих поверхностях резиновых уплотнительных манжет и колец не должно быть трещин, пузырей, выступов и надломов. При установке их на уплотняемые детали принимают меры, предохраняющие от перекосов, скручивания, механических повреждений и порезов.

Сборку рабочего колеса ведут в соответствии со сборочным чертежом. Детали, имеющие маркировку, устанавливают в строгом соответствии с имеющимися метками. На вновь установленные детали наносят маркировку, указывающую их принадлежность к конкретному рабочему колесу и взаимное расположение сопрягаемых поверхностей.

Сборку начинают с запрессовки бронзовых втулок с натягом во втулку рабочего колеса и серьги. Для обеспечения требуемого натяга втулки перед запрессовкой ее охлаждают в твердой углекислоте (при температуре $-80\text{ }^{\circ}\text{C}$). После запрессовки проверяют внутренние диаметры втулок и в случае необходимости производят доводку их форм и диаметров до проектных размеров.

Установка лопастей и соединение их цапф с рычагами механизма разворота являются наиболее сложными и трудоемкими операциями. Вначале пригоняют торцы лопасти к втулке рабочего колеса. Пригонку осуществляют шлифованием наждачным кругом предварительно наплавленных торцевых кромок до появления зазора $1,0\text{—}1,5\text{ мм}$ с поверхностью втулки рабочего колеса при максимальном угле разворота лопасти. При этом торец фланца лопасти должен упираться в торец расточки во втулке. После пригонки лопасть должна свободно поворачиваться от минимального угла установки до максимального.

Соединение (штифтовку) цапфы лопасти с рычагом механизма разворота производят на разметочной плите или на специальном стенде. Втулку рабочего колеса устанавливают открытой частью вверх, так чтобы ее ось была в строго вертикальном положении. Затем лопасти с резиновыми манжетами и рычагами устанавливают в направляющие бронзовые втулки и фиксируют их в положении, когда лопасти развернуты на угол, соответствующий среднему углу разворота, а оси рычагов находятся в горизонтальном положении. В этом положении в лопастях с цельной цапфой переносным сверлильным станком сверлят сквозное диаметрально отверстие в рычаге и цапфе, разворачивают его разверткой под конический штифт и устанавливают соответствующий штифт. В лопастях с отъемной цапфой на торец фланца наносят метки под цилиндрические штифты и крепежные болты, обрабатывают отверстия, устанавливают штифты и соединяют болтами фланец лопасти с рычагом и цапфой.

После установки лопастей собирают механизм их разворота и соединяют рычаги через серьги и проушины с крестовиной. При этом необходимо установить набор регулировочных прокладок между серьгой и крестовиной. Проверку работоспособности механизма разворота лопастей осуществляют путем многократного (не менее трех раз) поворота их до минимального и максимального углов установки. Для этого используются приспособления, имитирующие привод механизма разворота лопастей. Затем лопасти устанавливают на минимальный угол разворота и фиксируют в этом положении. Рабочее колесо устанавливают на карусельный станок и производят проточку наружных кромок лопастей по сферической поверхности. Центр сферической поверхности должен находиться в точке пересечения осей разворота лопастей с вертикальной осью втулки рабочего колеса.

Рабочие колеса центробежных насосов. Рабочие колеса центробежных насосов, как и осевых насосов, подвержены интенсивному гидроабразивному и кавитационному износу. Наибольшему гидроабразивному и кавитационному износу подвержены рабочая поверхность, входные и выходные кромки лопастей и места сопряжения лопастей с дисками. Гидроабразивный износ проявляется в виде рисок на поверхностях, совпадающих с направлением потока. Кавитационный износ характеризуется появлением пористости и раковин. В результате их совместного

воздействия износ рабочего колеса может за относительно короткий срок достигнуть размеров, затрудняющих его нормальную эксплуатацию и даже делающих ее практически невозможной.

Поверхности сопряжения рабочего колеса с фланцем вала насоса и с защитными кольцами щелевого уплотнения, а также резьбовые отверстия подвержены механическому износу, характеризующемуся истиранием, смятием и хрупким разрушением сопрягаемых поверхностей.

В щелевом уплотнении наибольшему износу подвержены внутренняя поверхность уплотняющего кольца и наружная поверхность защитного кольца, которые образуют радиальный щелевой зазор. При увеличении радиального зазора увеличиваются протечки из напорной части во всасывающую, что снижает подачу и КПД насоса. Максимально допустимый зазор при износе щелевого уплотнения не должен превышать $c = 0,003D_y$, где D_y — диаметр уплотнения. В процессе длительной эксплуатации в результате неравномерного износа появляется неуравновешенная масса, приводящая к разбалансированию рабочего колеса.

Методы восстановления рабочих колес центробежных насосов идентичны методам восстановления рабочих колес осевых насосов. Каверны глубиной до 1 мм на небольшой площади ликвидируются зачисткой поврежденных мест наждачным камнем и последующим шлифованием до получения ровной гладкой поверхности. Ремонт больших повреждений производят методом ручной электронаплавки. Наплавку рабочих колес, изготовленных из нержавеющей стали, производят электродами марки ЦЛ-9 или ЦЛ-11, которые обладают наибольшей кавитационной стойкостью по сравнению с другими электродами подобного типа. Наплавку ведут на постоянном токе обратной полярности. При наплавке не допускается местный перегрев. Температура металла не должна превышать 80 °С на расстоянии 150—200 мм от места наплавки.

При ремонтах кавитационных повреждений рабочих колес из углеродистой стали глубокие раковины сначала предварительно заправляют обычными электродами типа Э42 или Э46 для восстановления профиля. После наплавки восстановительного слоя, зачистки от шлака, удаления выступающих участков швов производят наплавку электродами ЦЛ-9 или ЦЛ-11 кавитационно-стойкого защитного слоя толщиной 7—8 мм.

Отдельные участки лопастей, особенно входные и выходные кромки, могут иметь сквозные (на всю толщину) разрушения. В таких случаях при ремонте вырезают поврежденные участки и вместо них вставляют и приваривают стальные пластины, выгнутые по профилю лопасти.

После заправки поврежденных мест сварные швы обдирают наждачным камнем и шлифуют. Контроль восстановленной поверхности осуществляют шаблонами, изготовленными по чертежам рабочего колеса. Контроль поверхностей входных и выходных кромок лопастей производят с рабочей стороны не менее чем в двух сечениях по ширине рабочего колеса и на длине не менее 10 % диаметра рабочего колеса. Шаблоны для контроля выходных кромок базируются по наружному диаметру дисков рабочего колеса, а для контроля входных кромок — по месту установки обтекателя или по ободу рабочего колеса. Зазор между шаблоном и контролируемой поверхностью не должен превышать 3 мм.

Восстановление изношенных поверхностей, сопрягающихся с фланцем вала насоса и защитными кольцами, производят путем ручной или автоматической наплавки с последующей механической обработкой на токарно-карусельном станке до получения номинального или ремонтного размера. При этом должны соблюдаться жесткие технические требования по точности расположения обработанных поверхностей между собой, а также относительно необрабатываемых рабочих поверхностей.

Восстановление изношенных резьбовых отверстий производят нарезанием резьбы большего ремонтного размера. Технологический процесс восстановления резьбовых отверстий включает дефектацию, проводимую путем внешнего осмотра или с помощью резьбовых калибров, удаление изношенной резьбы сверлением до необходимого размера, нарезание резьбы в рассверленном отверстии и контроль восстановленной резьбы.

Сопрягаемые с резьбовыми отверстиями болты и шпильки также восстанавливают до ремонтного размера или изготавливают вновь. В сопрягаемых с рабочим колесом защитных кольцах и фланце вала рассверливают отверстия под болты, имеющие ремонтные размеры.

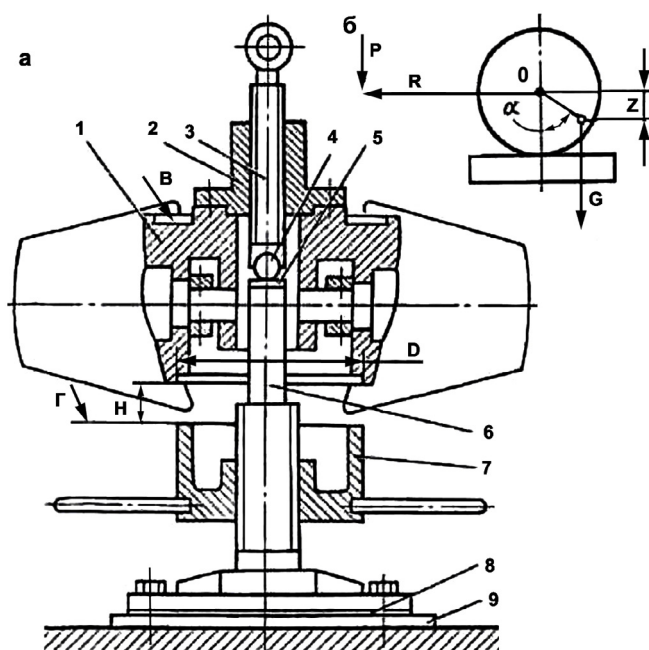


Рис. 5.30. Балансировка осевого рабочего колеса:
 а — стенд для балансировки, б — схема расположения сил; 1 — рабочее колесо, 2 — фланец, 3 — упорный винт, 4 — шаровая опора, 5 — пята, 6 — опорная колонна, 7 — тарель, 8 — регулировочные прокладки, 9 — фундаментная плита

производят регулировку с помощью прокладок, устанавливаемых между опорной колонной и фундаментной плитой. Металлические регулировочные прокладки и фундаментная плита должны обеспечивать неизменность положения опорной колонны после установки на нее рабочего колеса. Из втулки балансируемого рабочего колеса должно быть слито масло, должны быть демонтированы нижний обтекатель и детали, расположенные в центральной части втулки. На место крепления рабочего колеса с валом закрепляется фланец с упорным винтом так, чтобы центр шара располагался строго на оси рабочего колеса и был выше центра тяжести колеса на 20—50 мм.

Для проведения балансируемых работ рабочее колесо устанавливается краном на тарель, вывернутую по резьбе в верхнее положение. В этом положении шаровая опора не касается пяты. Затем вращением тарели вместе с рабочим колесом опускают его до плавного соприкосновения шаровой опоры с пятой и установления зазора $H = 10—20$ мм между торцами втулки рабочего колеса и тарели (рис. 5.30, а).

Если в контролируемом рабочем колесе центр тяжести расположен на вертикальной оси, то колесо статически уравновешено, его ось остается в вертикальном положении и зазоры H , измеренные линейкой под каждой лопастью, будут одинаковыми.

В случае смещения центра тяжести относительно вертикальной оси (рис. 5.30, б) рабочее колесо наклонится на угол, который можно определить из соотношения

$$\sin \alpha = (H_{\text{макс}} - H_{\text{мин}}) / D, \quad (5.12)$$

где α — угол наклона рабочего колеса;

$H_{\text{мин}}$ — минимальный зазор между торцами втулки и тарели в области большей массы колеса;

Следующей операцией при ремонте рабочих колес является их статическая балансировка. Балансировку производят на стенде с шаровой опорой (рис. 5.30). Суть балансировки заключается в том, чтобы совместить центр тяжести вращающихся деталей с осью вращения.

Стенд представляет собой устройство, состоящее из опорной колонны с закаленной и шлифованной пятой и шаровой опоры, жестко соединенной с упорным винтом, который ввинчен в установочный фланец, точно пригнанный по расточке рабочего колеса. На резьбовую часть колонны установлена тарель, а сама колонна закреплена на фундаментной плите. Совместной обработкой фланца и упорного винта добиваются расположения центра шара строго на вертикальной оси рабочего колеса при различных положениях винта. Совместная обработка пяты, колонны и тарели должна обеспечить параллельность торца Γ тарели относительно рабочей поверхности пяты.

Перед началом работы уровнем первой группы точности проверяют горизонтальность рабочей поверхности пяты. В случае отклонения от горизонтального положения более чем на 0,05 мм на 1 м длины

$H_{\text{макс}}$ — максимальный зазор между торцами втулки и тарели в области меньшей массы колеса;

D — диаметр проточки на торце втулки.

Балансировку осевого рабочего колеса производят подбором и установкой уравнивающего груза на плоскости B верхнего торца втулки до тех пор, пока ось не примет строго вертикальное положение. Величину необходимого уравнивающего груза определяют по формуле

$$P = G(z \sin \alpha - \mu)/R, \quad (5.13)$$

где P , G — массы уравнивающего груза и рабочего колеса;

R — радиус расположения уравнивающей массы;

z — расстояние от центра тяжести системы до центра шара;

α — угол отклонения рабочего колеса от вертикали;

μ — коэффициент трения качения.

Затем колесо с помощью упорного винта поднимают выше, достигая большей чувствительности к отклонению колеса под действием малого груза. После того как достигнуто устойчивое положение рабочего колеса на шаровой опоре, приступают к определению остаточной неуравновешенности, вызванной трением в опоре и инерцией рабочего колеса (нечувствительностью станда). Для этого верхний торец втулки рабочего колеса разбивают на шесть равных частей и на каждое деление поочередно навешивают грузики до тех пор, пока ось колеса не отклонится от вертикального положения. Значение остаточной неуравновешенности определяют из соотношения

$$Q = (Q_{\text{макс}} - Q_{\text{мин}})/2, \quad (5.14)$$

где $Q_{\text{макс}}$ и $Q_{\text{мин}}$ — максимальная и минимальная массы груза, выводящие систему из равновесия.

Балансирующий грузик массой Q , если она превышает допустимое значение, прикрепляют на том делении, на котором прикладывался груз с максимальной массой $Q_{\text{макс}}$ для вывода системы из равновесия.

Груз с определенной при статической балансировке общей массой надежно закрепляют при помощи электросварки на втулке рабочего колеса. Крепление груза должно быть рассчитано с учетом центробежной силы, развиваемой грузом при рабочих оборотах ротора. После установки груза его необходимо закрыть защитными листами.

Точность уравнивания обычно выдерживается такой, чтобы при моменте $M = 1,5$ — 2 Н·м система выводилась из равновесия.

После окончания балансировки производят измерение геометрических параметров рабочего колеса и их результаты заносят в формуляр. На основании сравнения фактических значений измерений с допустимыми принимают решение о пригодности рабочего колеса к эксплуатации.

К основным геометрическим параметрам рабочего колеса, требующим тщательного контроля после ремонта, относятся наружный диаметр колеса, форма его поверхности (отклонение от сферической формы), угол разворота каждой лопасти в различных сечениях, профиль пера лопасти и его расположение относительно оси разворота лопасти, диаметр проточки во фланце под центрирующий выступ вала насоса. Измерение указанных параметров производят на специальном стенде, конструкция которого представлена на рис. 5.31.

Основными составными частями станда являются станина, поворотный стол с центрирующим выступом на фланце для установки рабочего колеса и механизмом поворота, ползун с механизмом горизонтального перемещения в направляющих станины, стойка, жестко закрепленная на ползуне, суппорт с механизмом вертикального перемещения в направляющих стойки, шпиндель с указателем, имеющий возможность поворачиваться относительно суппорта, кронштейн, закрепляемый на шпинделе, и комплект контрольно-измерительных приборов. В комплект входят пространственные шаблоны для контроля профиля лопасти в различных

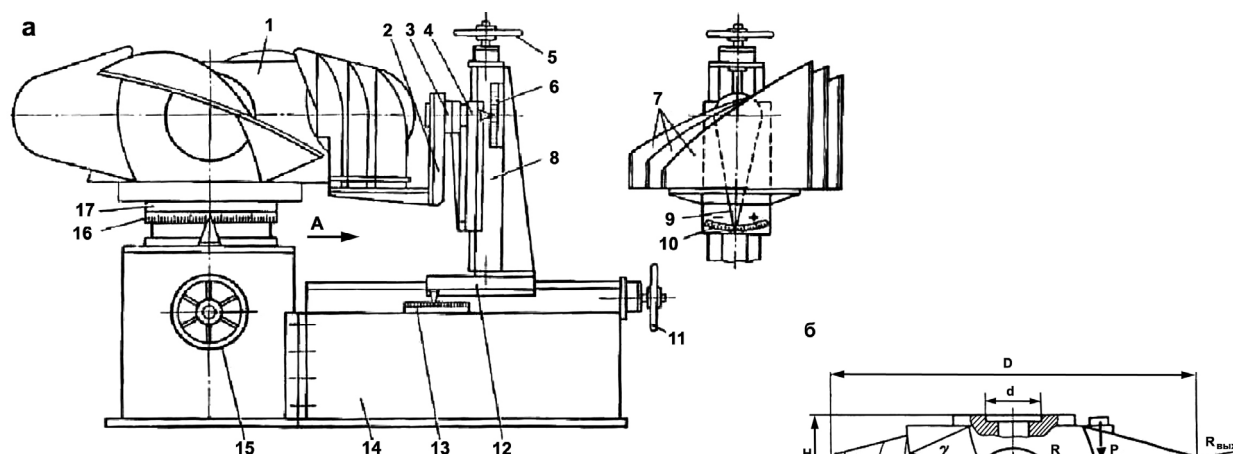


Рис. 5.31. Контроль геометрических параметров рабочего колеса:

a — стенд, *б* — схема измерения; 1 — рабочее колесо, 2 — кронштейн, 3 — шпиндель, 4 — суппорт, 5, 11, 15 — штурвалы, 6, 13 — шкалы, 7 — шаблоны профиля, 8 — стойка; 9 — указатель, 10 — лимб, 12 — ползун, 14 — станина, 16 — угловая шкала, 17 — поворотный стол

расчетных сечениях и измерения угла установки с помощью указателя и лимба; шаблон для измерения наружного диаметра рабочего колеса и отклонения его от сферической поверхности с помощью шкалы 13, центроискатель, позволяющий определять по шкале 6 вертикальное положение оси поворота лопасти; угловая шкала 16 на поворотном столе для определения угловой координаты оси поворота лопасти.

Перед установкой на стенд контролируемое рабочее колесо переворачивается кантователем в положение, при котором фланец, сопрягающийся с валом насоса, должен находиться внизу. Затем рабочее колесо подъемным краном устанавливают на поворотный стол. При этом центрирующий выступ на поворотном столе должен войти в проточку на рабочем колесе, а их фланцы должны плотно прилегать друг к другу. Перед началом измерений должен быть подготовлен формуляр для занесения в него результатов измерений.

Контроль параметров начинают с определения координат оси поворота каждой лопасти. Для этого на шпиндель суппорта устанавливают и закрепляют центроискатель, состоящий из фланца и щупов, расположенных на окружности, соответствующей диаметру фланца лопасти. Затем поворотом рабочего колеса на поворотном столе с помощью штурвала 15 и перемещениями шпинделя 3 в вертикальной и горизонтальной плоскостях с помощью штурвалов 5 и 11 и добиваются совмещения заостренных концов щупов с наружным диаметром фланца лопасти. В этом положении по шкале 16 определяют угловую координату, а по шкале 6 — вертикальную координату оси поворота лопасти. Таким образом определяют координаты оси поворота каждой лопасти.

Угол установки лопасти измеряют с помощью профильных шаблонов 7 (рис. 5.31) в расчетных сечениях, расположенных на радиусах R_1 — R_3 (рис. 5.31, б). Для этого на шпинделе закрепляют в фиксированном положении кронштейн, на котором устанавливают один из шаблонов. Вращением штурвала 11 ползун устанавливают по шкале 13 в положение, соответствующее радиусу наружной поверхности рабочего колеса. В этом положении шаблоны автоматически устанавливаются в соответствующее расчетное сечение. Затем вращением поворотного стола с помощью штурвала 15 и вертикальным перемещением суппорта добиваются максимального совмещения рабочей кромки шаблона с поверхностью пера лопасти. При правильной форме поверхности лопасти расстояние между ее поверхностью и шаблоном не должно превышать

2,5 мм. В совмещенном положении по лимбу определяют угол γ установки лопасти в данном расчетном сечении (рис. 5.31, б), а по шкале 6 — вертикальную координату оси поворота лопасти. Для измерения угла установки и координаты оси поворота в другом сечении на кронштейне 2 устанавливают соответствующий шаблон и производят измерения вышеописанным способом. Деформацию пера лопасти определяют сравнением вертикальных координат оси поворота лопасти, измеренных центроискателем ($H_{\text{ц}}$) и профильными шаблонами ($H_{\text{ш}}$), а также сравнением углов установки лопасти в различных сечениях $\gamma_{R1} — \gamma_{R3}$. Допустимое отклонение положения оси поворота не должно превышать ± 2 мм на каждый метр радиуса колеса. Разница углов установки в различных сечениях не должна превышать ± 10 мин, а разница углов установки различных лопастей не должна превышать 30 мин. Идентичность углов достигают за счет изменения толщины регулировочных прокладок между крестовиной и проушиной.

С помощью шаблонов проверяют соответствие рисок на фланце, лопасти максимальному, нулевому и минимальному углам разворота. Для этого лопасть устанавливают специальным приспособлением в указанные положения и определяют фактическое значение угла установки.

Измерения диаметра наружной поверхности рабочего колеса и отклонения ее от сферической формы производят с помощью шаблона, рабочая кромка которого выполнена по радиусу, соответствующему минимальному значению радиуса поверхности сферической формы. Наружный диаметр рабочего колеса должен быть меньше номинального значения на 0,5—1 мм.

Отклонение наружной поверхности от сферы определяют измерением радиусов колеса у входной $R_{\text{вх}}$ и выходной $R_{\text{вых}}$ кромок каждой лопасти. Их значения должны находиться в пределах, допустимых для радиуса $R_{\text{ср}}$, измеренного по оси поворота лопасти.

Диаметр d центрирующей проточки на фланце рабочего колеса измеряют штангенциркулем в двух взаимно перпендикулярных направлениях. Фактическое значение d должно находиться в пределах поля допуска для номинального диаметра отверстия по посадке Н7. После завершения контроля геометрических параметров рабочее колесо снимают со станда и производят его полную сборку.

Заключительной операцией при ремонте осевого рабочего колеса являются гидравлические испытания на герметичность уплотнений и внутренней полости рабочего колеса, а также определение работоспособности сервомотора механизма разворота лопастей. Испытания проводят на стенде, состоящем из опоры с ванной для сбора масла, маслonaпорной установки, трубопроводов, направляющей, регулирующей и контрольно-измерительной аппаратуры.

Перед гидравлическим испытанием вместо нижнего фланца вала устанавливают заглушку с клапаном и закрепляют ее вместе с резиновой прокладкой на фланце рабочего колеса, а на место сливной пробки нижнего обтекателя устанавливают штуцер и соединяют его гибким шлангом с маслonaпорной установкой, после чего с помощью масляного насоса заполняют промышленным маслом внутреннюю полость. При этом через открытый клапан в заглушке выпускают воздух, вытесняемый маслом из полости втулки. Как только внутренняя полость заполнится маслом полностью, клапан закрывают, а в полости создают давление 0,4 МПа и выдерживают его в течение 30 мин. Во время испытания производят полное разворачивание и сворачивание лопастей не менее трех раз.

Рабочие полости сервомотора в рабочих колесах с электрогидравлическим приводом механизма разворота лопастей испытывают на герметичность турбинным маслом. В полостях поочередно создают давление 6 МПа и выдерживают его в течение 10 мин.

5.5.3. Ремонт деталей проточной части насосов

Камеры рабочих колес. Основным видом износа камеры рабочего колеса *осевого насоса* является кавитационный износ в зоне оси вращения лопастей. Для износа рабочей поверхности камеры характерны ноздреватость, глубокие раковины, язвы. Известны случаи, когда стенки камеры, изготовленной из углеродистой стали, разрушались. Появление на рабочей поверхности даже незначительных язвин и неровностей влечет за собой резкое интенсивное разрушение.

Для ремонта камеру рабочего колеса демонтируют с насосного агрегата. Повреждения глубиной до 1 мм устраняют непосредственно на насосной станции путем зачистки шлифовальными машинками. При более глубоком разьедаии рабочей поверхности ремонт производят на ремонтном предприятии. Восстановление изношенной рабочей поверхности осуществляют методом электронаплавки, включающей в себя удаление поврежденного металла, собственно наплавку и шлифовку до получения проектного профиля и гладкой поверхности. Устранение кавитационных повреждений рабочих камер осуществляют так же, как и устранение кавитационных повреждений рабочих колес.

Как указано в [219], наплавку для восстановления первоначальной формы поверхности камеры ведут с контролем по шаблонам. При изготовлении шаблонов за основу принимают неповрежденные участки камеры.

Наплавку камеры, изготовленной из углеродистой стали, выполняют двухслойной. Предварительную наплавку производят электродами диаметром 4 мм типа Э42 или Э46. Наплавку кавитационно-стойкого защитного слоя толщиной 5—6 мм производят электродами марки ЦЛ-9 или ЦЛ-11. Наплавку камеры, изготовленной из нержавеющей стали, производят электродами из стали 1Х18Н9Т или порошковой проволокой ПП-АН138. Наплавку проводят, используя постоянный ток обратной полярности. При этом не допускается местный перегрев.

После ремонта производят измерение диаметра внутренней сферической рабочей поверхности камеры. Измерение производят микрометрическим нутромером в плоскости разъема камеры и перпендикулярной ей плоскости. Результаты измерений заносят в формуляр.

Выправляющий аппарат. В выправляющем аппарате осевого насоса наиболее характерным является гидроабразивный и кавитационный износ лопаток, а также механический износ поверхностей, сопрягаемых с корпусом нижнего направляющего подшипника (рис. 5.32). В лопатках наиболее интенсивному износу подвержены входные участки, которые изнашиваются полностью на ширине до 150 мм [219]. Их износ приводит к существенному снижению КПД насоса. Сопряженные с корпусом направляющего подшипника цилиндрические и торцевая поверхности в посадочных поясах в процессе эксплуатации под действием радиальных нагрузок подвергаются истиранию и смятию.

Технологический процесс восстановления входных участков лопаток включает в себя разметку по шаблону и удаление поврежденной части, изготовление по чертежам лопатки входного участка из конструкционной или нержавеющей стали, установку и приварку входного участка и зачистку места сопряжения. При приварке входного участка необходимо выдержать проектный профиль лопатки. Для этой цели применяют специальное приспособление (рис. 5.33),

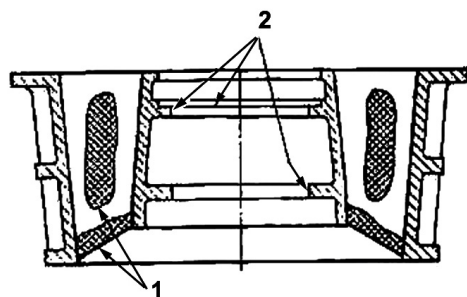


Рис. 5.32. Износ выправляющего аппарата:
1 — гидроабразивный и кавитационный износ,
2 — истирание и смятие

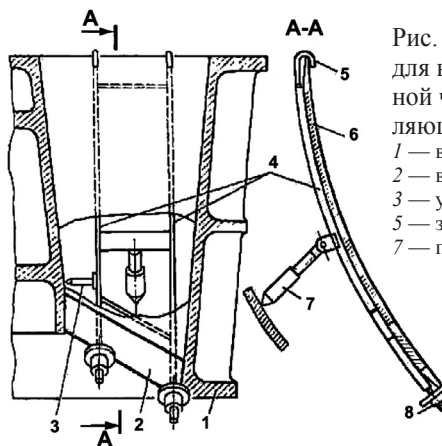


Рис. 5.33. Приспособление для восстановления входной части лопатки выправляющего аппарата:

1 — выправляющий аппарат,
2 — входная часть лопатки,
3 — упор, 4 — шаблоны,
5 — зацеп, 6 — лопатка,
7 — прижим, 8 — гайка

состоящее из двух шаблонов, жестко соединенных между собой, упора, прижима и специальных гаек. Рабочая кромка каждого шаблона соответствует профилю тыльной стороны лопасти для соответствующего расчетного сечения. Со стороны входной кромки к каждому шаблону приварен стержень с резьбой под гайку, а со стороны выходной кромки приварены зацепы.

Приспособление устанавливают и фиксируют в нужном положении на восстанавливаемой лопатке выправляющего аппарата с помощью зацепов, упора и прижима, который свободным концом упирается в соседнюю лопатку. Входную часть устанавливают на шаблоны и специальными гайками прижимают к привариваемой лопатке.

После приварки входной части аналогичным способом восстанавливают остальные лопатки.

Восстановление изношенных поверхностей, сопряженных с корпусом направляющего подшипника, производят электронаплавкой и последующей механической обработкой на токарно-карусельном станке до получения номинальных размеров. Обработку этих поверхностей в забетонированном выправляющем аппарате производят специальными переносными станками.

Подрезку торцевой поверхности верхнего пояса, сопряженной с фланцем подшипника, производят специальным переносным станком, конструкция которого приведена на рис. 5.34. Он состоит из корпуса 7, в расточках которого установлен на подшипниках качения полый шпиндель 10, получающий вращение от механизма привода 8. Шпиндель жестко соединен с план-суппортом 2, в горизонтальных направляющих которого установлен ползун 3 с резцедержателем 4 и механизмом вертикальной подачи резца 5. Ползун кинематически связан с механизмом горизонтальной подачи резца 9. Корпус своей торцевой поверхностью и цилиндрическим выступом фиксируется в проставке 6 и жестко закрепляется в нем. В комплект станка входит шкаф электрооборудования с пультом управления.

Монтаж станка на обрабатываемом выправляющем аппарате производится следующим образом. Сначала устанавливают, выверяют и закрепляют проставку на место установки обтекателя. Выверка проставки заключается в установке торцевой и цилиндрической поверхностей, сопрягающихся с корпусом, соответственно в горизонтальное положение и по вертикальной оси выправляющего аппарата. Горизонтальность торцевой поверхности устанавливается по брусковому уровню с ценой деления ампулы 0,02 мм/м с помощью установочных болтов, ввернутых в основание проставки. Центрирование проставки производят относительно обработанной и неизношенной расточки в выправляющем аппарате. После выверки проставку жестко крепят к выправляющему аппарату и в его расточку опускают краном и закрепляют станок в собранном виде.

После предварительной настройки механизмом 5 резца на заданную глубину резания включают привод шпинделя и с помощью механизма ручной горизонтальной подачи резца производят проточку предварительно наплавленной поверхности. Обработку до проектного размера производят за несколько проходов. При этом настройку резца на глубину резания производят при неподвижном шпинделе.

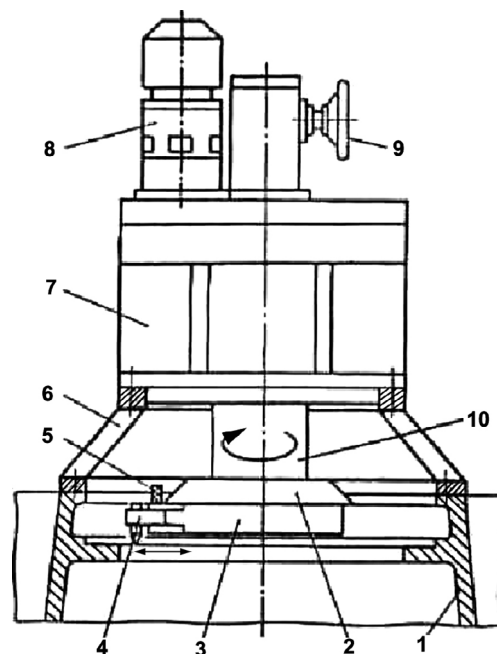


Рис. 5.34. Схема подрезного переносного станка:

1 — выправляющий аппарат, 2 — план-суппорт, 3 — ползун, 4 — резцедержатель, 5, 9 — механизмы вертикальной и горизонтальной подачи резца, 6 — проставка, 7 — корпус, 8 — механизм привода шпинделя, 10 — шпиндель

Техническая характеристика станка для подрезки торцов выправляющего аппарата насоса типа ОПВ-260ЭГ приведена ниже.

Диаметр обрабатываемой поверхности, мм	900—1250
Частота вращения шпинделя, 1/мин	23
Подача резца	Ручная
Глубина резания, мм	0,5—3,0
Мощность электродвигателя привода, кВт	5,5
Масса, кг	1600
Габаритные размеры, мм	1450×1450×2400

Для растачивания посадочных отверстий в верхнем и нижнем поясках выправляющего аппарата используется переносной расточной станок, конструкция которого показана на рис. 5.35. Он включает в себя расточную бабку 3, в центральной расточке которой установлена пиноль со шпинделем 6, имеющим возможность вращаться в подшипниках качения и перемещаться в аксиальном направлении вместе с пинолью. На верхнем торце расточной бабки размещены механизм вращения 4 и механизм рабочей и ускоренной подачи шпинделя 5. В расточках шпинделя устанавливаются и закрепляются оправки 7 с резцами 8 и механизмом их настройки на глубину резания. Конец шпинделя взаимодействует со съемной опорой 9, которая домкратами центрируется и закрепляется на выправляющем аппарате.

Установка, выверка и закрепление расточного станка на выправляющем аппарате осуществляются с помощью проставки 2. На его верхнем фланце устанавливается в фиксированном положении и закрепляется расточная бабка 3. Нижним концом проставки устанавливается, выверяется и закрепляется на торцевой поверхности верхнего пояска выправляющего аппарата.

При расточке отверстий, сопрягающихся с корпусом нижнего подшипника, необходимо обеспечить отклонение их поверхностей от вертикальной оси насосного агрегата не более чем на 0,05 мм, что достигается точной установкой проставки и съемной опоры.

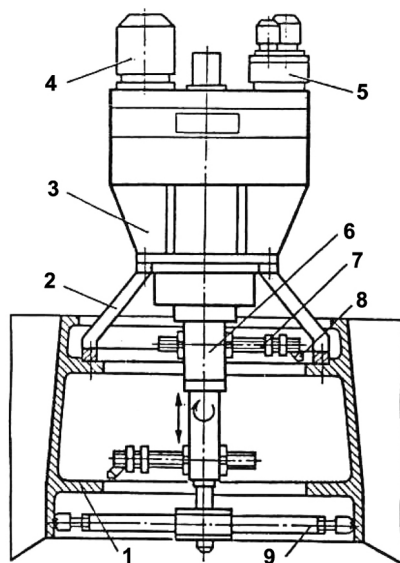


Рис. 5.35. Схема расточного переносного станка:

1 — выправляющий аппарат, 2 — проставка, 3 — расточная бабка, 4, 5 — механизмы вращения шпинделя и подачи, 6 — шпиндель, 7 — оправка, 8 — резец, 9 — съемная опора

Выверку проставки, установленного на предварительно обработанную торцевую поверхность верхнего пояска, производят следующим образом. По вертикальной оси насосного агрегата через проставку опускают струну из стальной проволоки диаметром 0,3—0,5 мм с грузом 5—15 кг на конце, опущенным в ведро с маслом. При этом цилиндрическая поверхность фундаментных плит нижней крестовины электродвигателя является базовой. С помощью микрометрического нутромера цилиндрическую расточку в верхнем фланце проставки центрируют относительно струны отвеса с погрешностью до 0,03 мм. Торцевую поверхность фланца с помощью брускового уровня и регулировочных болтов устанавливают в горизонтальное положение с погрешностью не более 0,02 мм на 1 м длины.

После выверки проставки жестко прикрепляют к выправляющему аппарату и проводят контрольную проверку центрирования и горизонтальности верхнего фланца. Затем краном опускают станок на проставку и соединяют их, контролируя при этом плотное прилегание сопрягаемых поверхностей.

Заключительной операцией при подготовке станка к работе является установка съемной опоры. Для этого на конец шпинделя устанавливают съемную опору и винтовыми дом-

кратами прикрепляют ее к выправляющему аппарату. При этом с помощью двух индикаторов, расположенных во взаимно перпендикулярных плоскостях, контролируют отклонение шпинделя от вертикальной оси.

После настройки резцов на заданную глубину резания включают механизмы вращения и рабочей подачи шпинделя, производя одновременно расточку предварительно наплавленных поверхностей в верхнем и нижнем поясках. Расточку отверстий до номинального размера производят за несколько проходов. После каждого прохода механизм вращения шпинделя отключают, а механизм подачи переключают на ускоренный отвод. В результате этого шпиндель перемещается в исходное верхнее положение, в котором производится установка резца на заданную глубину резания. После каждого прохода производят измерения диаметров расточенных отверстий специальной скобой.

Техническая характеристика переносного станка для растачивания отверстий в выправляющем аппарате насоса типа ОПВ10-260ЭГ приведена ниже.

Диаметр растачиваемого отверстия в поясках, мм:	
верхнем	1020 Н7
нижнем	1000 Н9
Длина расточки, мм	60
Частота вращения шпинделя, 1/мин	22
Рабочая подача резца, мм/об	0,15
Мощность двигателей привода, кВт	7,7
Масса, кг	1300
Габаритные размеры, мм	1190×1190×3600

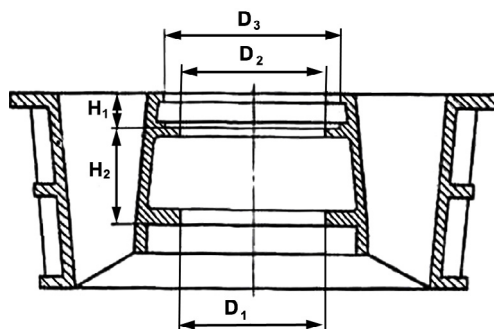


Рис. 5.36. Схема измерения параметров выправляющего аппарата

После окончания ремонта выправляющего аппарата производят измерения диаметров расточек в двух перпендикулярных плоскостях и их высотного положения (рис. 5.36). Результаты измерений заносят в формуляр.

5.5.4. Ремонт корпуса центробежного насоса

Корпуса крупных центробежных насосов, как правило, забетонированы и демонтажу не подлежат, поэтому их *ремонт производят на месте установки*.

Рабочая поверхность спирального корпуса центробежного насоса одновременно подвержена разрушающему воздействию кавитации и гидроабразивному изнашиванию, вызванному твердыми частицами, присутствующими в потоке.

Как показал опыт длительной эксплуатации, износостойкость корпусов сварно-литой конструкции из углеродистой стали марки 25Л недостаточна. Наиболее интенсивному износу подвержены торцевые и боковые стенки по всему периметру спирального отвода, а также рассекатель. Разрушения корпуса носят обширный характер, а в ряде случаев наблюдались сквозные разрушения стенок и рассекателя.

Восстановление поверхностей с кавернами глубиной до 2 мм ограничивается зачисткой поврежденного места наждачным камнем при помощи пневматической или электрической машины.

Более глубокие повреждения восстанавливают методом электронаплавки. Восстановление корпусов этим методом связано с большими трудностями из-за высокой трудоемкости работ,

больших объемов наплавки и расхода электродов, невозможности механизации трудоемких операций, плохих условий работы в ограниченном пространстве.

С целью снижения трудоемкости и сроков ремонтно-восстановительных работ в последнее время получил распространение метод восстановления корпусов центробежных насосов посредством наформовки полимерных композиционных материалов (ПКМ) на основе клеев типа «Адгезив» с силикатными наполнителями [219].

Технологический процесс нанесения защитных покрытий включает в себя:

- подготовку поверхности ремонтируемой детали;
- приготовление полимерных композиций;
- нанесение (наформовку) защитных покрытий;
- контроль качества ремонтных работ.

Обязательным условием высокого качества и долговечности ремонта с использованием ПКМ является тщательная подготовка поверхностей, подлежащих восстановлению. При наличии крупных сквозных отверстий в ремонтируемых деталях их необходимо заварить. Поверхности должны быть очищены от всевозможных загрязнений: ржавчины, окалины, остатков ранее нанесенных покрытий, консервационной смазки, жиров и др. Для очистки поверхности применяют ручные металлические щетки, песко- и дробеструйные аппараты, угловую пневматическую щетку типа УПЩР-1. После очистки на поверхности металла не должно быть окалин и следов коррозии. Очищенные поверхности должны быть шероховатыми и иметь ровный серый цвет металла. Допускается наличие ржавчины в язвинах и раковинах суммарной площадью не более 10 % зачищаемой поверхности.

Для очистки труднодоступных мест применяют химико-механический способ. Участок поверхности, подлежащей очистке, периодически смачивается моющим раствором, и одновременно металлической щеткой производится удаление окалины и продуктов коррозии. Для очистки применяется моющий раствор нижеследующего состава.

Вода, л	1
Эмульгатор ОП-7 или ОП-10, г	50
Карбоксилметилцеллюлоза, г	3
Уайт-спирит, г	300
Соляная кислота, г	50
Ортофосфорная кислота, г	50

Снятые окалину и ржавчину, не давая высохнуть моющему раствору, смывают струей пресной воды. Сушку очищенной поверхности производят с помощью обдувки подогретым воздухом и обработки электрическими или газовыми термоинфракрасными излучателями.

Приготовление полимерной композиции производится в количестве, необходимом для разового использования с учетом ее жизнеспособности, т. е. времени нахождения в жидком состоянии и возможности использования в технологическом процессе. Рецептура полимерных клеевых композиций приведена в табл. 5.18.

Полимерную композицию приготавливают в чистой сухой эмалированной, полиэтиленовой или стеклянной посуде. Сначала приготавливают смесь из основы, модифицирующей добавки и ускорителя (если он не введен в основу) в массовых долях согласно рецептуре. Смесь тщательно перемешивают в течение 1—2 мин. Жизнеспособность полученной смеси достигает 5 ч.

Непосредственно перед использованием в приготовленную смесь добавляют соответствующую порцию инициатора и вновь перемешивают в течение 1—2 мин до полной однородности. Затем в состав композиции вводят наполнитель в соотношении с основой (300—600) : 100 и все это тщательно перемешивают в течение 5—8 мин до получения пастообразной массы нужной консистенции.

В качестве наполнителя при восстановлении корпусов насосов чаще всего применяют карбид кремния фракционного состава от 0,1 до 5 мм. Крупных зерен диаметром 3—5 мм должно содержаться 40 %, средних зерен диаметром от 1 до 3,5 мм — 30 % и мелких зерен диаметром

Таблица 5.18

Составы полимерных клеевых композиций без наполнителя, массовые доли

Клеевая композиция	Компонент			
	Основа	Реактивно-способное поверхностно-активное вещество (РПАВ)	Инициатор	Ускоритель
«Адгезив-ЭР» («Спрут-9М»)	Ненасыщенная полиэфирная смола НПС-609-21М, 100	Модифицирующая добавка макродиизоцианат — продукт МДИ, 70	Пероксид метилэтилкетона ПЭМК, 4	Нафтенат кобальта НК-1, 4
«Адгезив-С» («Спрут-5МДИ»)	Полиэфирная смола ПН-1 или ПН-3, 100	Модифицирующая добавка макродиизоцианат — продукт МДИ, 80	Пероксид метилэтилкетона, 2—4	Нафтенат кобальта НК-1, 2-4
«Адгезив-ПМ»	Смесь полиэфирных смол, 100	Модифицирующая добавка: макродиизоцианат — продукт МДИ, 30	Пероксид метилэтилкетона, 2	Нафтенат кобальта НК-1, 2-4

менее 1 мм — 30 %. Наполнитель должен быть сухим и чистым с содержанием пылевидных частиц менее 3 %. Перемешивание смеси с наполнителем до полной однородности производят лопастными мешалками с электроприводом или вручную. Качество полимерных композиционных покрытий определяется качеством применяемых компонентов, тщательным соблюдением режимов технологического процесса подготовки поверхностей, приготовления, нанесения и отверждения ПКМ.

Очищенные поверхности сразу же должны быть грунтованы свежеприготовленным составом «Адгезив» без наполнителя. Грунтовочный состав наносится тонким равномерным слоем без пропусков или потеков. Он тщательно втирается тампоном из ветоши или щетинной кистью до полного смачивания поверхности клеем.

После выдержки грунтовочного слоя на ремонтируемой поверхности «до отлипа» сразу же производят наформовку полимерной композиции требуемой толщины посредством деревянного, стального, резинового или пластикового шпателя. Композицию разравнивают на ремонтируемой поверхности шпателем, смоченным клеем, придавая ей необходимую геометрию с помощью шаблона и оснастки. Наформовку полимерной композиции на всей ремонтируемой поверхности производят без перерыва в работе.

Различные дефекты наформовки устраняют шпаклеванием композициями соответствующего состава. Зачистку неровностей при исправлении дефектов наформовки (наплывы, волнистости) производят абразивным кругом или наждачной бумагой после ее отверждения.

Контроль геометрического профиля восстановленных поверхностей производится с помощью шаблонов. Корпус насоса, отремонтированный с применением клеевой композиции, допускается к сборке не ранее чем через 4—7 сут, а к эксплуатации — не менее чем через 15—20 сут после ремонта.

5.5.5. Ремонт валов

Валы крупных насосов относятся к наиболее нагруженным деталям. При работе насоса на вал действуют значительные нагрузки, создаваемые массой ротора, гидравлическими силами и силами динамической неуравновешенности. В связи с этим при ремонте к валам крупных насосов предъявляются высокие требования, как по качеству восстановления изношенных поверхностей, так и по точности и чистоте их обработки.

Наиболее характерным повреждением валов крупных насосов является износ шеек в месте сопряжения с направляющими подшипниками и уплотнениями. Интенсивный износ этих

пар трения происходит из-за большого количества абразивных примесей в технической воде, предназначенной для смазки подшипников. Значительные зазоры между валом и подшипником увеличивают биение вала и вызывают повышенную вибрацию насосного агрегата. Кроме того, лопасти насоса начинают задевать за стенки камеры рабочего колеса.

На валах обычно обнаруживают следующие дефекты, которые устраняют в период ремонта:

- механический износ центрирующих выступов;
- повышенное торцевое биение фланцев вала;
- несоосность шеек и центровых отверстий;
- выработку или отслоение нержавеющей стали на шейках вала;
- прогиб вала.

Наиболее интенсивному износу шейка вала подвержена в зоне контакта с направляющим подшипником и в зонах контакта с нижним и верхним контактными уплотнениями вала. В остальных местах шейка не изнашивается, и ее диаметр остается практически неизменным в процессе эксплуатации.

Длительными наблюдениями установлено, что шейка вала, сопрягающаяся с нижним подшипником, имеет больший износ по сравнению с шейкой вала, сопрягающейся с верхним подшипником. Шейки в основном имеют равномерный износ по диаметру и высоте с характерными кольцевыми рисками глубиной 0,1—0,5 мм по всей высоте зоны трения, что свидетельствует об абразивном характере изнашивания. Установлено также, что значительная часть нижних шеек (около 22 %) имеет односторонний «серповидный» износ. При этом неравномерность износа достигает 1,0—1,2 мм. Односторонний износ образуется в результате механического и гидравлического дисбалансов рабочего колеса, а также излома и отклонения общей линии вала агрегата от вертикального положения выше допустимого значения.

Износы и повреждения валов можно разделить на четыре группы:

- дефекты поверхностей (кольцевые выработки, наволакивание и вырывы металла), сопрягаемых с направляющим подшипником скольжения;
- дефекты изменения формы и взаимного расположения поверхностей (отклонение от круглой, цилиндрической форм и нарушение соосности, прогиб);
- дефекты поверхностей, сопрягаемых с контактными уплотнениями вала (сальниковым, манжетным);
- дефекты в сопряжениях фланцев валов (износ торцов и центрирующих поверхностей).

Все перечисленные дефекты валов относятся к категории восстанавливаемых.

Правка валов насосов производится теми же методами, что и правка валов турбин (см. § 2.9).

Автоматическая наплавка шеек. В практике ремонтных предприятий для восстановления изношенных шеек валов насосов наибольшее распространение получил способ автоматической наплавки под слоем флюса и в среде защитных газов. Сущность способа наплавки под слоем флюса (рис. 5.37) заключается в том, что электрическая дуга горит в пространстве, ограниченном флюсом. В зону горе-

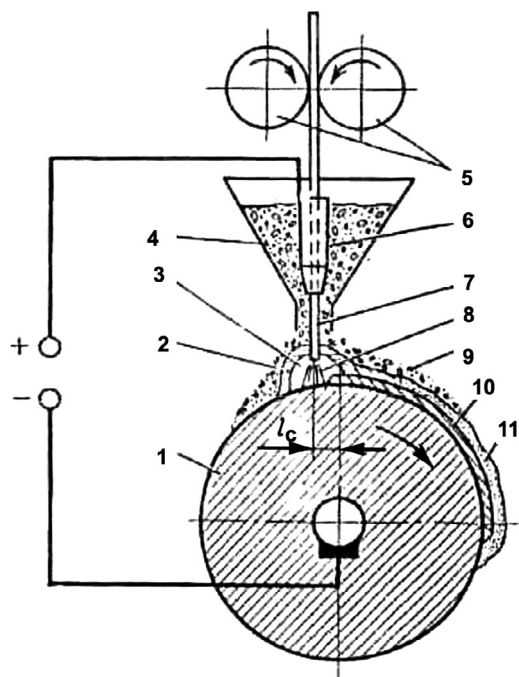


Рис. 5.37. Схема автоматической наплавки вала под слоем флюса:

1 — наплавляемая деталь, 2 — оболочка жидкого флюса, 3 — эластичная оболочка, 4 — бункер, 5 — механизм подачи проволоки, 6 — мундштук, 7 — электродная проволока, 8 — электрическая дуга, 9 — флюс, 10 — наплавленный металл, 11 — шлаковая корка

ния электрической дуги автоматически подается сыпучий флюс в гранулах размером 1—4 мм и электродная проволока через мундштук. Под действием высокой температуры часть флюса плавится, образуя вокруг дуги оболочку из жидкого флюса, которая защищает расплавленный металл от воздействия воздуха (окисления), поглощения азота и других элементов. Вследствие этого наплавленный металл приобретает высокую пластичность, так как в нем оказывается примерно в 20 раз меньше кислорода и в 3 раза меньше азота, чем при ручной наплавке. Кроме того, жидкий слой флюса уменьшает разбрызгивание и удар металла, улучшает формирование наплавленного слоя, использование теплоты дуги и металла электродной проволоки. Образованная при остывании шлаковая корка способствует медленному охлаждению расплавленного металла и протеканию процесса его структурных превращений.

При наплавке под слоем флюса потери металла на разбрызгивание и угар не превышают 4 %, тогда как при ручной наплавке они достигают 25—30 %, т. е. в 10 раз больше; потери электродной проволоки снижаются за счет уменьшения ее вылета (расстояния от мундштука b до детали l). Наплавка проводится на постоянном токе напряжением 25—40 В при прямой полярности. Обычно для наплавки используются токарные станки, которые с помощью редуктора позволяют получать частоту вращения шпинделя, составляющую 0,2—5 $1/\text{мин}$.

Автоматическая наплавка эффективна в тех случаях, когда нужно наплавить слой толщиной более 3 мм, а глубокое проплавление нежелательно, так как оно увеличивает деформацию детали. Главным фактором, влияющим на глубину проплавления, является сила тока:

$$h = k \sqrt{\frac{I^4}{v_{\text{н}} U}}, \quad (5.15)$$

где h — глубина проплавления, мм;

k — коэффициент;

I — сила тока, А;

$v_{\text{н}}$ — скорость наплавки, мм/мин;

U — напряжение, В.

На глубину проплавления оказывает влияние размещение электрода относительно детали. В практике применяют наплавку углом вперед, при которой глубина проплавления меньше, чем при наплавке углом назад. Глубина проплавления также уменьшается с увеличением вылета электрода.

Для наплавки под слоем флюса применяют устанавливаемые на токарных станках головки типов А-580, ОКС-1031Б, ОКС-1252М.

Качество наплавленного металла и его износостойкость зависят от марок электродной проволоки, флюса и режима наплавки. Для наплавки низкоуглеродистых и низколегированных сталей используют проволоку из низкоуглеродистых (Св-08, Св-08А), марганцовистых (Св-08Г, Св-П8ГА) и кремниймарганцовистых (Св-08Г2С, Св-12ГС) сталей. Стали с большим содержанием углерода наплавляют проволокой марок Нп-65Г, Нп-80, Нп-3ОХГСА, Нп-40Х13.

Для наплавки применяются флюсы различных марок в зависимости от назначения, химического состава и способа их изготовления. По назначению флюсы делятся на флюсы для наплавки углеродистых и низколегированных сталей, высоколегированных сталей, цветных металлов и сплавов. Некоторые флюсы универсальны и могут быть отнесены одновременно к нескольким группам.

По химическому составу различают высококремнистые, марганцевые и бескислородные фторидные флюсы, а по способу изготовления — плавленные и неплавленные.

Плавленные флюсы представляют собой сложные силикаты, близкие по своим свойствам к стеклу. Температура их плавления — около 1200 °С. Эти флюсы, как правило, слабые раскислители. На ремонтных предприятиях наибольшее распространение получили плавленные флюсы марок АН-348А, ОСЦ-45 и АН-15, содержащие 35—43 % оксида марганца. Эти флюсы способствуют устойчивому горению дуги, высокому качеству наплавки и меньшему выделению вредных примесей.

Таблица 5.19

Зависимость режима наплавки от диаметра восстанавливаемой детали

Диаметр, мм		Смещение с зенита, мм	Шаг наплавки, мм	Сила тока, А	Скорость, м/ч	
детали	электродной проволоки				подачи электродной проволоки	наплавки
50—60	1,6	2—4	3,0	140—150	75—80	16—24
61—75	1,6	3—4	3,5	170—180	110—115	15—28
76—100	2,0	5—7	4,5	180—200	125—130	16—32
101—200	2,0—3,0	8—10	5,6	220—250	160—170	16—32
201—300	2,0—3,0	10—15	6,7	250—280	180—190	16—36

Керамические (неплавленные) флюсы — это механическая смесь тонко измельченных компонентов, связанных жидким стеклом и во многом сходных с толстыми покрытиями электродов. Преимущество керамических флюсов заключается в том, что они дают возможность получать износостойкие покрытия. Основное назначение этих флюсов — наплавка твердых сплавов с особыми свойствами и высоколегированных сталей. Размер зерен керамических флюсов составляет 1—3 мм. Наибольшее распространение при наплавке получили керамические флюсы марок АНК-3, АНК-18, АНК-19, АНК-30 и ЖСН-1.

При наплавке могут возникать следующие дефекты:

- неравномерность ширины и высоты наплавленного валика из-за износа мундштука или подающих роликов, чрезмерного вылета электрода;
- наплыв металла вследствие чрезмерной силы сварочного тока или недостаточного смещения электродов с зенита;
- появление пор в наплавленном металле из-за повышенной влажности флюса (его необходимо просушить в течение 1—1,5 ч при температуре 250—300 °С);
- неустойчивая дуга как следствие ненадежного контакта.

На качество восстановления значительно влияют режимы наплавки, характеристики которых представлены в табл. 5.19.

В качестве источников питания дуги используют преобразователи типа ПСГ-50, выпрямители типов ВС-300, ВДУ-504, ВС-600, ВДГ-301 с жесткой внешней характеристикой.

Из-за дороговизны и невозможности визуального контроля наплавки под слоем флюса валы восстанавливают также наплавкой с использованием защитных газов — аргона, углекислого газа (диоксида углерода), а также водяного пара и т. д. В этом случае наибольшее распространение получила наплавка валов в среде углекислого газа. При сварке в среде углекислого газа зона термического влияния значительно меньше, при этом коробление металла снижается. Это объясняется охлаждающим действием защитного газа. Однако под воздействием высокой температуры углекислый газ диссоциирует и окисляет расплавленный металл, поэтому для раскисления наплавленного металла при наплавке применяют электродную проволоку с повышенным содержанием кремния (0,4—0,6 %) и марганца (0,4—1,0 %).

Сварка ведется на постоянном токе при обратной полярности, поскольку при переменном токе сложнее получить устойчивое горение дуги.

Для наплавки в среде углекислого газа применяются сварочные преобразователи типов ПСО-300, ЦД-501, ПД-502 или универсальные сварочные выпрямители типов ВДУ-305, ВДУ-504, ВДУ-1201 и ВДУ-1601, головки типов А-580М, А-87УМ, А-38УМК, ОКС-5523 и др. [219].

Преимущество восстановления деталей в среде углекислого газа по сравнению с наплавкой под слоем флюса состоит в возможности визуального наблюдения процесса наплавки, отсутствии шлаковой корки, малой стоимости углекислого газа по сравнению с флюсом и возможности наложения швов сложной конфигурации.

После наплавки изношенных поверхностей производят обработку вала на токарном станке до получения проектных параметров. Несмотря на большую длину и массу вала, к качеству обработки сопрягаемых поверхностей предъявляются жесткие требования. Основными требованиями к качеству обработки валов являются обеспечение соосности наружных диаметров и перпендикулярности торцов фланцев к центровым отверстиям, принятым за базу при обработке. Все аксиальные и диаметральные размеры требуется выполнить по 8-му и 7-му квалитетам точности. Шероховатость сопрягаемых поверхностей вала не должна превышать 1,25 мкм. Радиальное биение рабочих поверхностей шеек вала и центрирующих поверхностей должно быть не более 0,03 мм, а торцевое биение фланцев — не более 0,02 мм. Овальность и конусность посадочной шейки вала допускается в пределах половины допуска на ее диаметр:

$$(d_{\text{макс}} - d_{\text{мин}}) + (d'_{\text{макс}} - d'_{\text{мин}}) \leq \delta / 2, \quad (5.16)$$

где d — диаметры, измеренные в одном поперечном сечении при определении овальности;

d' — диаметры, измеренные в разных сечениях при определении конусности;

δ — допуск на диаметр шейки вала.

Обработку вала производят на токарном станке, у которого длина станины позволяет устанавливать вал между передней и задней бабками. Для обработки вал устанавливают в центрах, жестко закрепленных в конических расточках шпинделей передней и задней бабок. Для передачи вращения от шпинделя передней бабки к валу его фланец зажимают в четырехкулачковом патроне планшайбы. Перед установкой вала центровые отверстия на торцах фланцев очищают и обрабатывают зенковкой или подшабривают по шаблону соответствующего центра.

Длинные и тяжелые валы обрабатывают с использованием дополнительной опоры в виде люнета. Имеющийся на валу пояс для сопряжения с люнетом предварительно протачивают до получения правильной геометрической формы. Отклонения сопряженного с люнетом пояска от цилиндрической формы дадут искажения на шейках вала при их проточке, и предъявляемые к валу требования соблюдения правильной геометрической формы обрабатываемых поверхностей не будут удовлетворены.

Наиболее точным способом подготовки базовой поверхности под люнет является ее шлифовка непосредственно над кулачками люнета с помощью специального приспособления. Если базовая поверхность имеет неправильную цилиндрическую форму, то в начале обработки слой металла, снимаемый за один оборот вала шлифовальным кругом, будет неравномерным, что легко заметить по колебаниям интенсивности искрообразования. Затем, по мере уменьшения отклонения от цилиндрической формы пояска, неравномерность снимаемого слоя будет снижаться. Шлифование пояска ведут до тех пор, пока не будет устранена неравномерность, при этом биение его не должно превышать 0,02 мм.

Токарная обработка валов подразделяется на три этапа: черновое (обдирка), получистовое и чистовое (отделка) обтачивание.

Основная задача чернового обтачивания — приблизить форму наплавки к окончательной форме вала с наименьшими затратами времени. Поэтому весь припуск на черновую обработку стремятся снять за одну установку с минимальным числом проходов. Обработку ведут проходными резцами, оснащенными пластинками из твердого сплава Т5К10.

Основной задачей получистовой и чистовой обработки вала является получение проектных размеров и геометрической формы обрабатываемых поверхностей с заданной точностью. При получистовой обработке валов все поверхности, сопрягаемые с другими деталями, обрабатывают с припуском 0,5—1,0 мм на диаметр, а все свободные поверхности обрабатывают окончательно.

Чистовое обтачивание вала производится при той же установке, что и при черновой и получистовой обработке. При чистовой обработке поверхности, имеющие шероховатость грубее 7-го класса, обрабатываются до проектных размеров, а поверхности с шероховатостью $R_a \leq 1,25$ мкм — с припуском 0,10—0,15 мм для последующего шлифования.

Получистовая и чистовая обработка ведутся проходными и подрезными резцами, оснащенными пластинками из твердого сплава Т15К6.

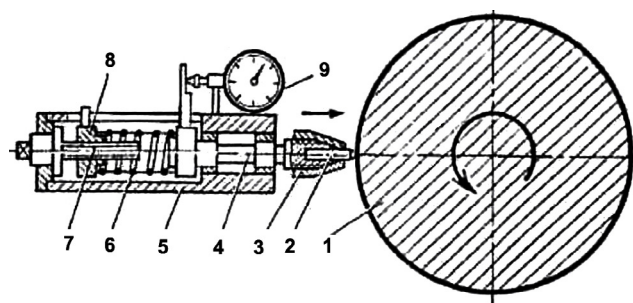


Рис. 5.38. Схема алмазного выглаживания вала:

1 — вал, 2 — алмазный выглаживатель, 3 — цанговый патрон, 4 — оправка, 5 — корпус, 6 — пружина, 7 — регулировочный винт, 8 — упорная гайка, 9 — индикатор

металла. При одновременном вращении вала и перемещении выглаживателя вдоль образующей шейки пластическое течение металла приводит к сглаживанию неровностей поверхности с заполнением впадин микропрофиля материалом гребешков. Схема алмазного выглаживания приведена на рис. 5.38.

Выглаживание производится на токарном станке, в центрах которого установлен обрабатываемый вал. Алмазный выглаживатель представляет собой державку с припаянным на конце кристаллом искусственного или натурального алмаза. Рабочую поверхность алмаза выполняют в виде сферы с радиусом 0,5—4 мм.

Алмазный выглаживатель устанавливают в державке, которая закрепляется в резцедержателе суппорта токарного станка. Державка состоит из корпуса, в котором установлена оправка с цанговым патроном для закрепления выглаживателя. Оправка поджимается к расточке корпуса пружиной, усилие которой регулируется регулировочным винтом и упорной гайкой. Усилие поджатия алмазного выглаживателя к шейке вала регулируют винтом и контролируют индикатором при выверке.

Перед выглаживанием обрабатываемую шейку вала необходимо смазать индустриальным маслом марки И-20 и поджать к ней с определенным усилием алмазный выглаживатель. Затем следует привести вал во вращение с частотой, соответствующей скорости выглаживания, и перемещать суппорт с определенной подачей. Оптимальные характеристики режима работы алмазного выглаживателя шеек крупных валов приведены ниже.

Радиус сферы алмаза, мм	3—4
Усилие прижима выглаживателя, Н	200—300
Частота вращения вала, 1/мин	10
Продольная подача выглаживателя, мм/об	0,05

Алмазное выглаживание является заключительной операцией при ремонте вала насоса. После ее завершения производят измерения геометрических параметров вала, а их результаты заносят в формуляр.

Ремонт валов на месте их установки. Традиционная обработка валов крупных гидроагрегатов в цехах на токарных станках, связанная с их демонтажом, требует значительных материальных затрат и длительного простоя агрегатов в ремонте, а также применения уникальных металлообрабатывающих станков с длиной станины более 11 м. Во время транспортировки из ремонта и монтажа к насосному агрегату происходит нарушение точности обработки вала в результате его прогиба из-за больших длины и массы. В связи с этим целесообразно восстанавливать вал на месте его установки, без демонтажа. Сущность этого способа заключается в проточке специальным устройством изношенных шеек вала до ремонтных размеров с использованием собственного электродвигателя насосного агрегата в качестве привода вращательного движения вала [219].

Для окончательной отделки шеек вала из нержавеющей стали в практике ремонта широкое распространение получил метод поверхностного пластического деформирования обрабатываемой поверхности алмазным выглаживателем. Применение алмазного выглаживателя позволяет уменьшить шероховатость обрабатываемой поверхности в 2—6 раз, повысить твердость поверхностного слоя на 20—100 % и увеличить несущую способность поверхности в 2—10 раз.

При обработке алмазный выглаживатель подводят к обрабатываемой поверхности и прижимают его с силой, создавая контактное давление, равное пределу текучести ме-

Конструкция устройства для обточки подшипниковых зон валов крупных осевых насосных установок приведена на рис. 5.39. Устройство состоит из корпуса 1, на внутренней поверхности которого выполнены прямолинейные направляющие для перемещения суппорта 2 с резцом 3, а на наружной поверхности предусмотрены центрирующие и крепежные элементы с посадочной поверхностью, аналогичной корпусу демонтированного направляющего подшипника. К корпусу прикреплен механизм подачи 4, осуществляющий ускоренную и рабочую подачу суппорта при протачивании шейки вала. В комплект устройства входит вращающийся центр 5 с корпусом 6 и опорами 7 для прикрепления его к выправляющему аппарату 8 насоса. Вращающийся центр имеет возможность аксиального перемещения относительно корпуса для обеспечения сопряжения его рабочей поверхности с технологическим центровым отверстием, выполненным на торце вала 9.

Перед установкой устройства демонтируют камеру рабочего колеса, рабочее колесо насоса, переходной конус, обтекатель, верхний и нижний направляющие подшипники и уплотнения вала. После этого предварительно центрируют вал с выверкой его общей линии. Затем на сегментах верхнего и нижнего направляющих подшипников электродвигателя устанавливаются минимальные зазоры, равные 0,05—0,10 мм.

Схема обточки шеек вала осевого насоса представлена на рис. 5.40. Первоначально для создания опоры вала вместо демонтированных направляющих подшипников устанавливается и прикрепляется к выправляющему аппарату вращающийся центр. Аксиальным вращением центра относительно корпуса производят сопряжение его рабочей поверхности с поверхностью центрирующего отверстия вала. При этом контролируется и не допускается смещение общей линии вала относительно вертикальной оси агрегата. Контроль осуществляется двумя индикаторами, установленными на нижней шейке вала в двух

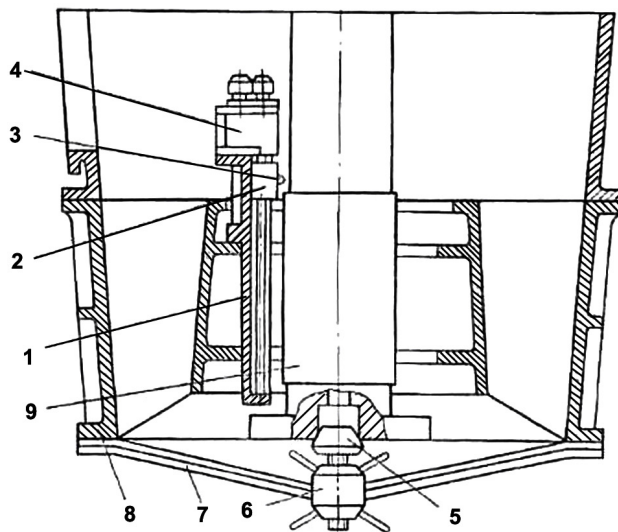


Рис. 5.39. Схема устройства для обточки шеек вала насоса типа ОПВ-260ЭГ:

1 — корпус, 2 — суппорт, 3 — резец, 4 — механизм подачи, 5 — вращающийся центр, 6 — корпус центра, 7 — опоры, 8 — выправляющий аппарат, 9 — вал насоса

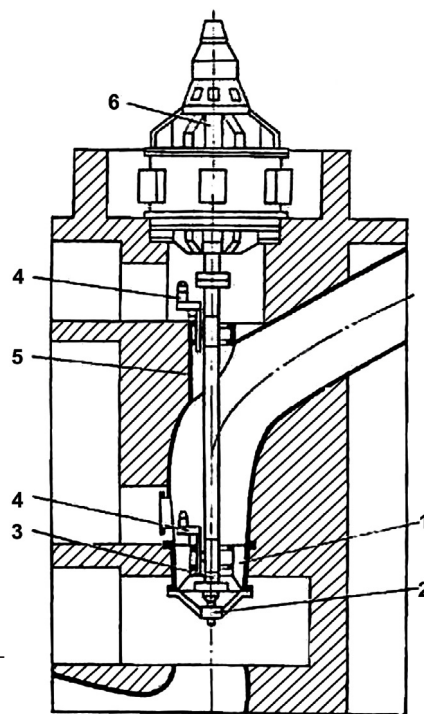


Рис. 5.40. Схема обточки шеек вала насоса типа ОПВ-260ЭГ на месте его установки:

1 — выправляющий аппарат, 2 — вращающийся центр, 3 — вал насоса, 4 — устройство для проточки, 5 — горловина, 6 — электродвигатель

взаимно перпендикулярных плоскостях, а регулировка — регулировочными болтами, находящимися на опорах вращающегося центра. Затем производят установку, выверку относительно оси вала и закрепление устройства для обточки на посадочные места демонтированного верхнего или нижнего направляющего подшипника насоса в горловине или выправляющем аппарате.

Обточка шейки вала производится при одновременном вращении вала электродвигателем насоса и перемещении суппорта с резцом с помощью механизма подачи (см. рис. 5.39). При этом резец устанавливается на заданную глубину резания. После каждого прохода производится остановка вращения вала и осуществляется контроль диаметра обрабатываемой шейки в нескольких сечениях, а также параметров шероховатости. Проточка шейки проводится до получения ближайшего ремонтного размера. В процессе резания обязательно обильное охлаждение режущего инструмента водой.

Для того чтобы при проточке обработать поверхность шейки до шероховатости, равной 2,50—1,25 мкм, необходимо для каждого типоразмера вала экспериментально подбирать подачу резца и глубину резания в зависимости от линейной скорости резания.

Техническая характеристика станка для проточки шеек вала насоса типа ОПВ-260 приведена ниже.

Диаметр протачиваемой шейки, мм	600
Материал наплавки шейки	Сталь 12Х18Н10Т
Частота вращения валов, 1/с	4,16
Марка материала режущей пластины	T5K10, T15K6
Скорость резания, м/мин	471
Рабочая подача резца, мм/об	0,1
Глубина резания, мм	0,15—0,20
Жидкость для охлаждения резца	Техническая вода

К точности обработки и шероховатости поверхности восстановленных шеек валов предъявляются жесткие требования. Поэтому среди преимуществ способа восстановления валов на месте их установки по сравнению со способом ремонта, требующим их демонтажа, необходимо отметить возможность достижения высокой точности обработки шеек валов на месте их установки. При восстановлении валов на месте отпадает необходимость в такой ответственной и трудоемкой операции, как выверка линии вала насоса и электродвигателя. Так, после проточки вала насоса типа ОПВ-260 с диаметром шеек 600 мм достигнуты следующие показатели: биение поверхностей шеек валов относительно вертикальной оси агрегата составляет не более 0,03 мм; отклонение диаметра шейки от номинального ремонтного размера равно 0,2 мм; допустимое отклонение от цилиндрической формы шеек — не более 0,03 мм; шероховатость поверхности шеек R_a — 1,25 мкм. После проточки шеек заключительной операцией является их алмазное выглаживание. Для этого в суппорт устройства в специальное гнездо вставляется алмазный выглаживатель и производится еще два прохода шейки на рабочей подаче с усилием выглаживателя, создающим давление 30—60 Н. В результате выглаживания значение шероховатости улучшается до $R_a = 0,63$ мкм.

5.5.6. Ремонт уплотнений вала

При обслуживании и ремонтах насосов особое внимание должно уделяться состоянию уплотнений вала. Уплотнения вала в местах выхода его из корпуса насоса (рис. 5.41) выполняют две функции: собственно уплотнения и охлаждения. В насосах тепловых электростанций применяют в основном уплотнения сальниковые и щелевого типов.

Ремонт сальниковых уплотнений. Причиной быстрого износа сальниковой набивки и, как следствие, выхода из строя сальниковых уплотнений могут являться [217]:

- применение в качестве набивки материала, не отвечающего режиму работы насоса, что приводит к обугливанию набивки и пропуску воды через сальник;

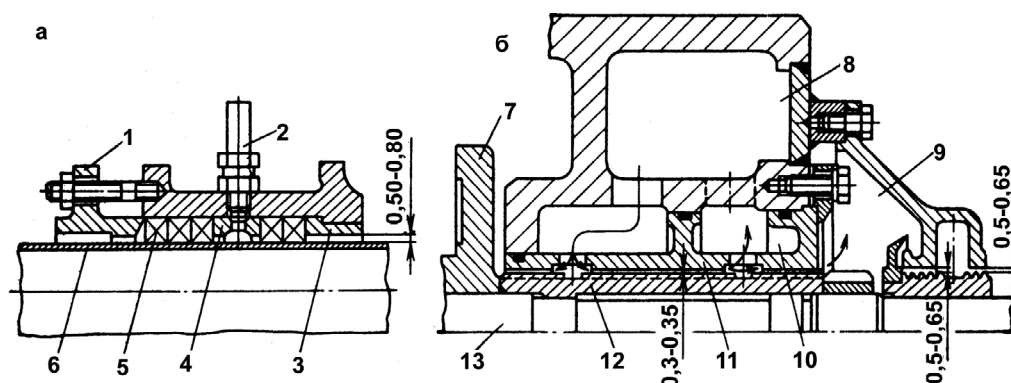


Рис. 5.41. Уплотнения вала насоса:

a — сальниковое, *б* — щелевое; 1 — нажимная втулка, 2 — трубка подвода воды, 3 — упорное кольцо, 4 — фонарное кольцо, 5 — сальниковая набивка, 6 — защитная втулка, 7 — разгрузочная пята, 8 — камера подвода холодного конденсата, 9 — камера отвода конденсата в бак низких точек, 10 — камера отвода конденсата в конденсатор, 11 — обойма, 12 — втулка, 13 — вал насоса

- некачественное изготовление набивок сальникового уплотнения, заключающееся в плохой заделке замка, недостаточной опрессовке колец, неправильном взаимном расположении стыков колец;
- сильный износ защитных втулок;
- повышенный уровень вибрации насоса;
- износ нажимной втулки, фонарного и упорного колец, приводящая к попаданию (и деформированию) колец сальниковой набивки в увеличенный зазор между валом и этими деталями;
- прекращение подачи уплотняющей жидкости на фонарное кольцо или ее нарушение в результате неправильной установки фонарного кольца;
- нарушение или прекращение подачи охлаждающей воды в камеры сальников насосов, работающих на горячей воде.

Во время работы насоса набивка изнашивается, из нее вымывается графит и отлагаются приносимые водой твердые частицы, что приводит к пропуску воды через сальник и износу защитной втулки вала. Сальниковая набивка через определенный период должна заменяться новой, защитная втулка вала — по мере износа. При капитальном ремонте набивку сальников производят после окончания всех работ по сборке и центровке насоса, убедившись в свободном вращении ротора от руки.

Ремонт уплотнения заключается в замене изношенной сальниковой набивки. Замена производится при остановленном насосном агрегате. На время замены отключают подачу смазывающей воды и перекрывают доступ перекачиваемой воды к сальниковой набивке с помощью стояночного уплотнения. При отсутствии стояночного уплотнения производят осушение проточной части насоса.

Изношенные кольца сальниковой набивки извлекают из корпуса с помощью металлических крючков или приспособлений в виде штопора на гибком валу. После удаления набивки и очистки поверхностей шейки вала и расточки в корпусе под набивку проверяют их соосность путем измерения расстояния между ними в четырех или шести местах. Отклонение от соосности не должно превышать 0,5 мм. Визуальным осмотром определяют износ шейки вала, состояние рабочей поверхности и принимают решение о возможности дальнейшей эксплуатации.

Применяемые в крупных насосах сальниковые набивки состоят из волокнистой сплетенной основы, пропитанной смазочным материалом с добавками антифрикционных веществ. В качестве материала волокон и нитей набивок используют хлопок, волокна лубяных культур, асбест,

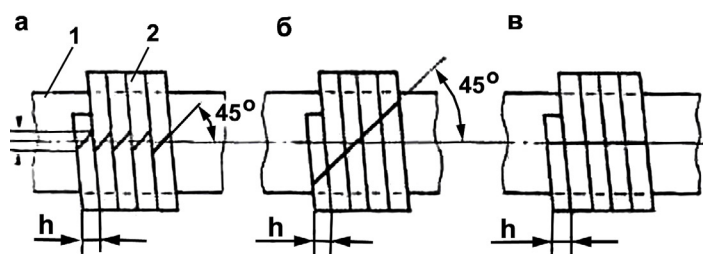


Рис. 5.42. Схема разрезки сальниковой набивки на кольца:
 а — разрезка по предварительной разметке, б — разрезка пакета по спирали,
 в — разрезка под прямым углом к плоскости колец; 1 — вал, 2 — сальниковая набивка

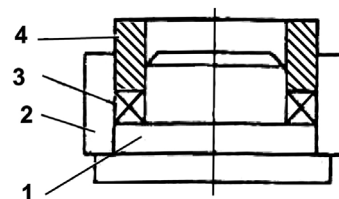


Рис. 5.43. Опрессовка колец сальниковой набивки:
 1 — вал, 2 — втулка, 3 — кольцо набивки, 4 — пуансон

пластмассы, углерод и др. Для пропитки набивок применяется цилиндрическое масло, консистентный смазочный материал, парафин, касторовое масло, технический жир, фторопласт, графит дисульфид молибдена. Наибольшее распространение получили асбестовые набивки, пропитанные смесью масла с графитом. Сальниковую набивку выпускают в виде шнура круглого, квадратного или прямоугольного сечения.

Для изготовления новой набивки из бухты отрезают шнур длиной $\pi(d + 2h)i$, где d — диаметр шейки вала; h — высота набивки соответствующая размеру сальниковой коробки; i — число колец в уплотнении. Затем шнур набивки плотно наматывают на шейку вала или вспомогательную втулку того же диаметра и разрезают на кольца (рис. 5.42). Производят разрезку каждого кольца по предварительной разметке (рис. 5.42, а) или всего пакета по спирали под углом 45° (рис. 5.42, б). Допускается разрезать шнур по оси вала под прямым углом к плоскости колец (рис. 5.42, в).

Для улучшения работы сальниковой набивки с жировой пропиткой или из углеродистых нитей рекомендуется производить предварительную опрессовку колец набивки в пресс-форме (рис. 5.43). Опрессовку производят под прессом, создавая давление 35—40 МПа для асбесто-во-графитовой набивки (АГ) и 20—25 МПа для набивки с фторопластом (АФ и АФТ). Каждое кольцо выдерживают под давлением в течение 5—10 мин.

Сальниковую набивку собирают отдельными кольцами, которые устанавливают в коробку и поджимают до упора разъемной монтажной втулкой и крышкой. Кольца устанавливают со смещением разрезов на 120° при нечетном и 180 или 90° при четном числе колец набивки. Вершины углов переплетения нитей набивки должны быть направлены против вращения вала. При установке фонарного кольца следят за тем, чтобы оно не перекрывало отверстие для подвода технической воды.

Предварительную затяжку пакета набивки производят грундбуксой с помощью шпилек равномерной, без перекосов, затяжкой гаек ключом до появления значительного сопротивления. Затем полностью отпускают гайки и через 3—5 мин подтягивают их вручную. Окончательную затяжку производят при работающем насосе, обеспечивая протечку технической воды через уплотнение в количестве, необходимом для смазки и отвода теплоты от уплотнения. После затяжки сальниковой набивки грундбукса должна входить в корпус не более чем на 0,3 высоты, но не менее чем на 2 мм.

В крупных насосах, как правило, применяются двойные сальниковые уплотнения, состоящие из двух пакетов набивки с фонарным кольцом между ними, к которому подводится техническая вода под давлением. Давление технической воды должно превышать давление среды перед уплотнением на 0,1 МПа.

В процессе эксплуатации из набивки выделяются жировые и другие вещества, она уплотняется и теряет герметичность. Для обеспечения герметичности производят периодически подтяжку набивки на работающем насосном агрегате.

Ремонт щелевых уплотнений. В питательных насосах применяют щелевые уплотнения (см. рис. 5.41, б). Через радиальный зазор (0,30—0,35 мм) между обоймой и втулкой горячая питательная вода не может проникать наружу корпуса, поскольку кольцевой зазор между буксой и втулкой заперт холодным конденсатом, поступающим в камеру 8 под давлением несколько большим, чем давление питательной воды в разгрузочной (или всасывающей) камере насоса. Часть конденсата попадает в разгрузочную (всасывающую) камеру насоса, другая часть через камеры 10 и 9 — в конденсатор турбины и в бак низких точек.

Ремонт щелевых уплотнений центробежных насосов заключается в восстановлении изношенных цилиндрических посадочных и рабочих поверхностей уплотнительных и защитных колец. Восстановление производят методом ручной или автоматической электронаплавки с последующей механической обработкой на токарно-карусельном станке до получения номинального или ремонтного размера колец.

С целью снижения интенсивности износа рабочих поверхностей уплотнительных и защитных колец при ремонте на них наносят защитное износостойкое покрытие. Наибольшее распространение получил метод газопламенного напыления порошковых материалов с последующим оплавлением, схема которого приведена на рис. 5.44. Газопламенное напыление и оплавление рабочей поверхности уплотнительного кольца, установленного на поворотном приспособлении, производят горелкой и резаком, которые соединены гибкими рукавами с пультом управления. К пульту управления подведены трубопроводы от кислородных и ацетиленовых баллонов. Для напыления применяется горелка типа ГН-4, имеющая каналы с клапанами для подачи кислорода под давлением 0,4 МПа и ацетилена под давлением 0,03—0,04 МПа в смесительную камеру. На канале подачи кислорода установлен инжектор с бункером для порошка.

Горелка работает следующим образом. В бункер засыпается напыляемый порошок, и открываются клапаны на каналах подачи кислорода и ацетилена. С помощью инжектора создается разрежение в канале бункера. При этом осуществляется захват и подача порошка в смесительную камеру, в которой образуется ацетилено-кислородная смесь. Смесь зажигается, и с помощью клапанов устанавливается необходимая среда: окислительная, нормальная или восстановительная.

Наиболее приемлемым порошкообразным материалом для нанесения защитного покрытия, стойкого к гидроабразивному и коррозионному износу деталей щелевого уплотнения, являются самофлюсующиеся порошки с диаметрами гранул 40—100 мкм, характеристики которых приведены в табл. 5.20.

Перед употреблением порошки должны быть просеяны в течение 1,5—2 ч и прокалены при температуре 150—200 °С. Для обеспечения надежного сцепления присадочного материала с основным металлом производят подготовку поверхности к напылению, включающую в себя промывку, обезжиривание и дробеструйную обработку. Для дробеструйной обработки используют аппараты всасывающего действия, в которых электрокорунд или мелкая дробь всасывается струей сжатого воздуха и направляется через сопло на обрабатываемую поверхность. Наличие в сжатом воздухе воды и масла не допускается. После дробеструйной обработки детали обдуваются сухим сжатым воздухом для удаления с поверхности абразивных частиц. Перерыв между

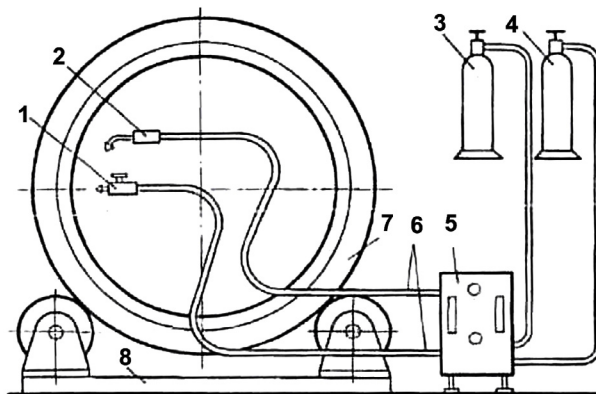


Рис. 5.44. Схема газопламенного напыления уплотнительного кольца:

1 — горелка, 2 — резаком, 3, 4 — кислородный и ацетиленовый баллоны, 5 — пульт управления, 6 — рукава, 7 — кольцо уплотнительное, 8 — поворотное приспособление

Таблица 5.20

Состав самофлюсующихся порошков и твердость поверхности после наплавки

Марка	Состав, %							Твердость поверхности после наплавки
	Никель	Углерод	Хром	Кремний	Бор	Железо	Марганец	
ПР-Н80Х13С2Р	72—81	0,20—0,40	12—14	2,0—2,8	1,2—1,8	До 5	—	25—35
ПР-Н77Х15С3Р2	76—78	0,35—0,60	14—16	2,8—3,5	1,8—2,3	До 5	—	35—45
ПР-Н73Х16С3Р3	72—74	0,60—0,90	15—17	2,7—3,7	2,3—3,0	До 5	—	45—55
ПР-Н70Х17С4Р4	69—71	0,80—1,20	16—18	3,8—4,5	3,1—4,0	До 5	—	55
ПР-Н67Х18С5Р5	66—68	0,90—1,50	16—19	4,0—5,0	4,0—4,7	До 5	До 1	60
ПР-Н65Х25С3Р3	64—66	0,90—1,50	24—26	2,1—2,3	2,0—3,0	До 5	0,05—0,35	45
ПР-Н68Х21С5Р	67—69	0,35—0,50	20—22	4,0—5,0	1,0—1,3	4—7	—	40

дробеструйной обработкой и нанесением покрытия не должен быть более 2 ч. Обработанная поверхность должна быть матовой, серого цвета, без блестящих участков.

Газопламенное напыление производят на предварительно подогретую до температуры 150—180 °С поверхность. Напыление колец шелевого уплотнения производят на всю ширину участками длиной 500 мм, при этом выдерживают расстояние между деталью и соплом горелки в пределах 140—180 мм. Качество напыленного слоя считается удовлетворительным, если поверхность имеет вид тонкого наждачного полотна.

Для придания плотности и диффузионной связи покрытия с основным металлом производят оплавление напыленного слоя. Для оплавления применяют резак типа РЗ-4, работающий на ацетилено-кислородном пламени, который удерживается на расстоянии 10—15 мм от поверхности детали. Вначале оплавливают небольшой участок (пятно) и перемешают резак зигзагообразным движением по схеме «снизу вверх». Оплавленный слой должен быть гладким, равномерным с зеленоватым оттенком.

Отремонтированные уплотнительные и защитные кольца комплектуют попарно, производят измерения диаметров цилиндрических поверхностей и зазоров в щели, а их результаты заносят в формуляр. Измерения производят в двух взаимно перпендикулярных направлениях.

Ремонт манжетных уплотнений. Манжетные уплотнения валов крупных насосов широко применяются при перепадах давления в пределах 0,05—0,15 МПа. Многолетний опыт их эксплуатации показал следующие преимущества перед сальниковыми уплотнениями: меньший износ шейки вала, удобство эксплуатации, отсутствие в необходимости регулировки и замены материала в течение межремонтного периода.

Разрешается эксплуатировать насосы в случае увеличения размеров щелей выше указанных пределов (0,30—0,35 мм), если насосы обеспечивают нагрузку блока, а вибрация насоса и давление в трубопроводе за разгрузочным устройством находятся в допустимых нормативами пределах. Необходимость ремонта обусловлена увеличением действительных зазоров в дросселирующих щелях вдвое по отношению к номинальным (чертежным).

Ремонт манжетного уплотнения заключается в замене изношенной манжеты непосредственно на насосном агрегате. Манжету изготавливают из листовой маслостойкой резины средней твердости толщиной 4—6 мм (рис. 5.45, а). Внутренний диаметр кольца принимают на 5—6 % меньше диаметра шейки уплотняемого вала. Отверстия для крепежных шпилек вырубает пробойником, представляющим собой заточенную трубу, внутренний диаметр которой равен диаметру отверстия. Для установки манжеты на вал ее предварительно разрезают. Разрез выполняют ножом под углом 15—20° с помощью простейшего приспособления, состоящего из двух смещенных планок, накладываемых на манжету и стягиваемых болтами. На части манжеты, прилегающей к валу, напильником делают канавки глубиной 1 мм через каждые 100—150 мм

для прохода смазочной воды и предупреждения подгорания резины. С противоположной стороны на кромке манжеты снимают фаску под углом 45° по всей толщине манжеты.

Подготовленную таким образом манжету устанавливают на вал (рис. 5.45, б). При этом контактирующую с валом часть ее направляют навстречу давлению уплотняемой воды, а кромки скоса в разрезе манжеты направляют в сторону вращения вала. Затем склеивают место разреза манжеты на валу. Склеивание производят клеем марки 88, который стойк к воздействию воды и влажного воздуха. Поверхности скосов перед склеиванием промывают чистым бензином и высушивают в течение 30 мин. Затем поверхности покрываются тонким слоем клея, а через 15 мин — вторым слоем. После 20-минутной выдержки концы соединяются внахлестку и помещаются в зажимное приспособление, в котором при удельном давлении 0,2 МПа манжета выдерживается в течение 24 ч. После склеивания манжета посредством колец и шпилек прикрепляется к корпусу насоса.

Манжетные уплотнения не допускают работу без смазывающей воды, в режиме сухого трения. В этом режиме наблюдается нагрев резины, ее намазывание и наволакивание на металлическую поверхность вала.

Ремонт торцевых уплотнений. Использование в крупных насосах торцевых уплотнений (рис. 5.46) позволило устранить существенный недостаток сальниковых и манжетных уплотнений, связанный с износом вала в месте контакта с уплотняющим элементом.

В торцевом уплотнении, пару трения которого образуют плоское резиновое кольцо и вращающийся диск из нержавеющей стали, наибольшему износу подвержены резиновое кольцо и рабочая поверхность диска. Ремонт такого уплотнения заключается в замене изношенного резинового кольца и в восстановлении поверхности диска.

Кольца изготавливают из листовой маслостойкой резины средней твердости толщиной 5—6 мм. Ширина уплотняемой поверхности, на которую наносят смазочные канавки для протекания около 1 л/мин смазочной воды для предупреждения подгорания резины, должна быть не менее 50 мм. Уплотнительное кольцо для удобства монтажа предварительно разрезают, а затем склеивают на валу. Разрез выполняют в виде косого среза под углом $15\text{--}20^\circ$, направленного в сторону вращения диска. Технология склеивания аналогична технологии склеивания воротниковой манжеты.

Рабочую торцевую поверхность вращающегося диска восстанавливают проточкой на токарном станке до удаления следов износа и последующим шлифованием. Шероховатость восстановленной поверхности должна соответствовать $R_a = 0,32\text{--}1,25$ мкм.

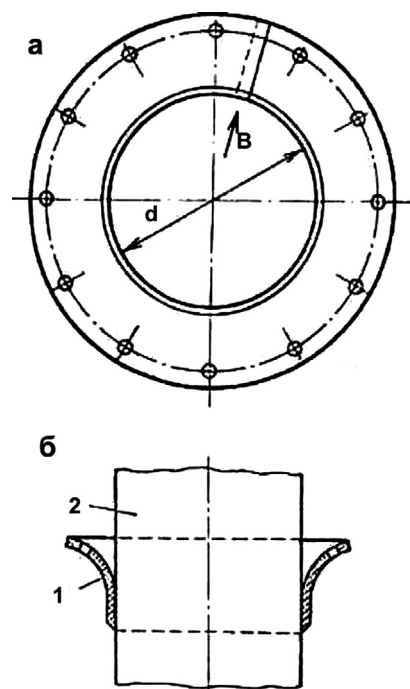


Рис. 5.45. Изготовление и установка манжеты:

а — заготовка манжеты, б — установка на вал;
1 — манжета, 2 — вал насоса

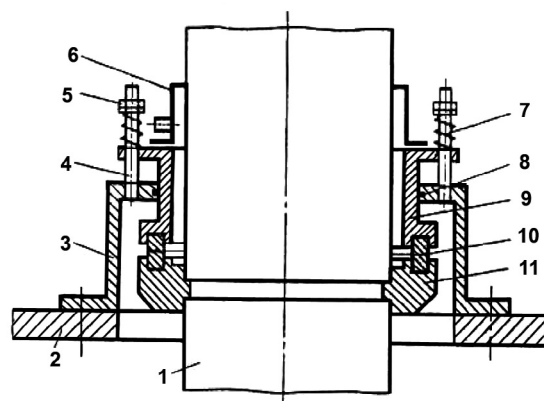


Рис. 5.46. Торцевое уплотнение вала насоса:

1 — вал, 2 — корпус насоса, 3 — корпус уплотнения, 4 — шпилька, 5 — гайка, 6 — кожух, 7 — пружина, 8 — резиновое кольцо, 9, 11 — кольца не вращающиеся и вращающиеся, 10 — пара трения

Срок службы торцевого уплотнения определяется износостойкостью пары трения контактирующих колец. Наиболее надежным, долговечным и герметичным является торцевое уплотнение с контактирующими кольцами из силицированного графита, который получают в результате пропитки пористого графита расплавленным кремнием. Карбидная фаза обуславливает высокие физико-механические показатели и химическую стойкость, а свободный графит — антифрикционные свойства. В уплотнениях крупных насосов пару трения изготавливают из силицированного графита марок СГ-М, СГ-П, СГ-Т в виде колец, вклеенных в расточки вращающейся и невращающейся частей.

Ремонт уплотнения производят при изнашивании выступающей части кольца из силицированного графита над расточкой. При ремонте заменяют изношенные кольца. Для этого вначале удаляют из расточки изношенное кольцо и очищают его от остатков клея. Эту операцию выполняют проточкой на токарном или карусельном станке. Обработку выполняют резцами с пластинами из твердого сплава ВК-8 со следующей геометрией режущей части: передний угол $\gamma = 10^\circ$; задний угол $\alpha = 8\text{—}10^\circ$; главный угол в плане $\phi = 45\text{—}60^\circ$; радиус при вершине $r = 1,0\text{—}1,5$ мм. Обработку производят при соблюдении следующих режимов резания: скорость $V = 1,5\text{—}1,8$ м/с; подача на оборот $0,10\text{—}0,15$ мм; глубина резания $2\text{—}5$ мм. Ширина расточки должна быть на $1\text{—}2$ мм больше ширины кольца.

Вклеивание колец в расточки корпусов производят эпоксидной смолой марки ЭД-20. Перед склеиванием составных колец тщательно подгоняют стыки сегментов. В предварительно обезжиренные расточки заливают приготовленную эпоксидную смолу в количестве, обеспечивающем заполнение пустот после установки колец. Обезжиренные кольца устанавливают в расточки, нагружают грузом, создавая удельное давление $0,2$ МПа, и выдерживают в течение 24 ч. Установку колец в разъемном уплотнении производят от стыков к середине, на поверхности стыков клей не наносят.

Перед повторной установкой уплотнительных колец пары трения в уплотнении необходимо проконтролировать шероховатость и неплоскостность рабочих поверхностей. Отклонение от плоскости должно быть не более $0,0006$ мм, а шероховатость этих поверхностей должна быть не грубее $0,1$ (по ГОСТ 2789—73).

Чистоту обработки контролируют по эталонам чистоты, выполненным из того же материала, что и контролируемое кольцо. Плоскостность контролируют плоскими стеклянными пластинами.

Перед контролем стеклянную пластину необходимо протереть мягкой салфеткой, смоченной в спирте, а контролируемую поверхность кольца тщательно обезжирить, затем протереть салфеткой, смоченной в спирте. Пластины накладывают со сдвигом и мягким нажатием на контролируемую поверхность, добиваясь такого контакта, при котором образуется наименьшее число интерференционных полос.

Отклонения от плоскостности определяют подсчетом полос, одинаковых по цвету при кольцевом их расположении (одна полоса свидетельствует об отклонении плоскостности на $0,0003$ мм). Если отклонение от плоскостности превышает $0,0006$ мм, рабочую поверхность кольца необходимо притереть [217].

Для притирки поверхностей трения колец из силицированного графита используют притиры из серого чугуна с перлитной основой. Необходимо использовать набор из трех притиров для грубой, тонкой и окончательной доводки. Перед доводкой осуществляют правку притиров. Плоскостность притиров проверяется лекальной линейкой на просвет. Допускаемое отклонение от плоскостности притиров $\varnothing 300\text{—}500$ мм не более $1,5\text{—}5$ мкм. Длина линейки должна быть больше диаметра притира.

При грубой доводке колец применяют алмазные пасты АСМ 40/28, АСМ 28/20, АСМ 20/1-4, алмазный порошок или карбид бора зернистостью М40, М28, М20; при тонкой доводке — алмазные пасты АСМ 14/10, АСМ 10/7, АСМ 7/5, алмазные порошки или порошок карбида бора зернистостью М14, М10, М7, М5.

На притир наносят 1,5—2,0 г алмазной пасты или абразивного порошка и 8—10 капель керосина. Смесь абразива и керосина равномерно растирают по притиру в виде цифры 8. Нагрузка на притираемую деталь должна составлять 0,05—0,15 МПа для грубой и 0,02—0,05 МПа для тонкой доводки. Доводку выполняют до получения ровной матовой поверхности [217].

Для обеспечения контроля плоскости пластинами ПИ контролируемая поверхность должна быть блестящей. Блеск достигается доводкой на шаржированном притире в следующем порядке: на чугунный притир наносят 1—2 г алмазной пасты АСМ 10/7, добавляют 8—10 капель керосина и растирают по притиру. Далее на первый притир накладывают второй и производят движение верхнего притира в виде цифры 8. Шаржирование заканчивают при резком увеличении усилия сдвига одного притира по другому, затем очищают притир от свободного абразива, промывают бензином и обезжиривают ацетоном. Кольца перед окончательной доводкой на шаржированном притире тоже очищают от абразива, промывают бензином и обезжиривают ацетоном. Блеск на обрабатываемой поверхности получают движением детали по притиру с давлением 0,005—0,01 МПа и скоростью перемещения 0,3—0,5 м/с.

При ремонте торцевого уплотнения проверяют усилие и деформацию пружин, обеспечивающих герметичность пары трения. Усилие пружины не должно снижаться более чем на 20 %, а остаточная деформация не должна превышать 10 %. При превышении допустимых параметров пружины отбраковывают и изготавливают новые. Для изготовления пружин применяют углеродистые и низколегированные стали марок 60Г, 60ГС, 4Х13 и других, а также нержавеющей стали и сплавы марок 12Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т.

Навивку пружин выполняют на токарно-винторезных станках с помощью специального приспособления. После навивки пружины проходят специальную термообработку, соответствующую марке используемого материала.

5.5.7. Сборка и центровка насосов

Сборка является завершающим этапом технологического процесса ремонта насоса. Качество сборки существенно влияет на работоспособность, надежность и долговечность отремонтированного насоса. Сборку крупного насоса производят на насосной станции, на месте его установки, в соответствии с требованиями сборочных чертежей, инструкций заводов – изготовителей насосов и электродвигателей, а также ремонтной документации, разработанной для данного насоса.

Перед сборкой необходимо проверить качество бетонных фундаментов и надежность связи бетона с металлическими поверхностями облицовок закладных частей насоса. Качество фундамента определяют простукиванием молотком. Глухой звук свидетельствует об отсутствии связи бетона с металлом или наличии пустот в бетоне. В этом случае в облицовках высверливают отверстия, в фундаментах вырубают и удаляют некачественный бетон, промывают, смачивают цементным молоком и заделывают образовавшиеся пустоты пластичным бетоном, имеющим марку более высокую, чем основной бетон фундамента.

Поступающие на сборку составные части, отремонтированные или вновь изготовленные ремонтным предприятием, снятые с ремонтируемого насоса и признанные годными без ремонта, а также получаемые как запасные, должны соответствовать требованиям ремонтной документации, пройти входной контроль с заполнением соответствующего формуляра и иметь принятую на предприятии маркировку, указывающую на их принадлежность к определенной сборочной единице и взаимное расположение.

Монтируемое оборудование должно быть очищено от загрязнений и консервирующих защитных смазок и покрытий. Смазочные каналы и отверстия должны быть прочищены, промыты и продуты сжатым воздухом. Все детали собирают в сборочные единицы согласно имеющейся на них маркировке [217—219].

При сборке составных частей рекомендуется нанести тонкий слой смазочных материалов на все посадочные и резьбовые поверхности валов, боковые поверхности шпонок и шпоночных пазов, рабочие поверхности штифтов, резьбовые поверхности крепежных соединений.

Неметаллические прокладки должны быть чистыми, гладкими, без расслоений, складок, вырывов и надломов, должны плотно прилегать к сопрягаемой поверхности. Наличие выступов прокладок относительно края сопрягаемой поверхности не допускается. Стыковка плоских прокладок должна осуществляться по способу «ласточкина хвоста». Резиновые уплотнительные кольца при установке необходимо предохранять от перекосов, скручивания, механических повреждений и порезов.

При сборке сопрягаемых деталей по посадкам с натягом и по скользящей посадке допускается нагрев охватывающей составной части в кипящей воде или в горячем масле.

Температура нагрева определяется по формуле

$$T = (N_{\text{макс}} + Z_{\text{мин}}) / \alpha d + T_{\text{сб}}, \quad (5.17)$$

где $N_{\text{макс}}$ — максимальный натяг в сопряжении (при скользящей посадке он равен нулю);

$Z_{\text{мин}}$ — минимально необходимый зазор для сборки;

α — коэффициент линейного расширения материала составной части при нагревании;

d — номинальный размер сопряжения;

$T_{\text{сб}}$ — температура в помещении, где производится сборка.

При запрессовке подшипников качения допускается их нагрев в масле до 80—90 °С, передача усилий производится через кольцо, сопрягающееся с натягом. При сборке насосов необходимо проверять совпадение осей каналов рабочих колес и отводящих устройств, допустимое несовпадение $\pm 0,5$ мм. У секционных насосов проверяют первую ступень, последующие контролируют поочередно по разбегу ротора после установки рабочих колес.

Отсутствие перекосов при сборке секционных насосов с межсекционным уплотнением гибкими прокладками (или резиновыми кольцами) контролируют по размеру между торцами крышек на сторонах входа и выхода насоса. Измерения производят в трех местах со смещением на 120°. Максимально допустимая разность размеров не должна превышать 0,03 мм.

После окончательной центровки ротора со статором выполняют проверку прилегания разгрузочного диска к пяте автоматического устройства уравнивания осевой силы, действующей на ротор. Проверку производят по краске, которая должна быть равномерно распределена по всей площади контакта и занимать не менее 70 % поверхности [217].

Для секционных насосов с автоматической компенсацией осевой силы, действующей на ротор, проверку осевого перемещения ротора относительно статора проводят до и после установки разгрузочного диска, для остальных насосов — до и после сборки опорного и упорного подшипников. Осевое перемещение ротора при собранном подшипнике должно соответствовать требованиям рабочего чертежа или технических условий на ремонт. Для насосов, ротор которых установлен на упорных подшипниках качения с регулируемым осевым зазором, осевое перемещение ротора при собранном упорном подшипнике не должно быть более 0,02 мм. Этого добиваются подбором прокладок между кольцами подшипников.

В случае износа вкладышей подшипников запасные необходимо пришабрить по шейке вала, обеспечив контакт по всей длине вкладыша на угле охвата 60—90°. Для перезаливки вкладышей старый баббит необходимо выплавить, вкладыш зачистить, обезжирить, полудить оловом 02 (ГОСТ 860—75) и произвести заливку баббитом Б-83 (ГОСТ 1320—74).

Корпус вкладыша не следует сильно нагревать во избежание необратимого изменения его формы и размеров. Контроль поверхности баббитовой заливки производят осмотром после механической обработки. Допускаются без исправления дефекты поверхности не более 1,5 мм при расстоянии между ними не менее 2 мм. Количество дефектов не более 10 шт. на 1 дм². Плотность соединения баббитовой заливки с телом вкладыша проверяют методом цветной дефектоскопии.

После сборки насоса и присоединения входного и выходного патрубков выполняют центровку насоса с двигателем по полумуфтам. Центровка, при которой в качестве базы всегда принимается насос, осуществляется в два приема. Сначала правильность установки привода выверяют по валу насоса при помощи линейки, которую помещают на образующие полумуфт, затем монтируют скобы и окончательно центрируют по щупу.

Ремонт зубчатых маслососов в основном заключается в проверке и восстановлении зазоров до нормы. Торцевой зазор проверяется с помощью свинцовых оттисков так же, как и у поворотных сервомоторов. Излишний торцевой зазор приводит к снижению давления и производительности насоса, недостаточный — к заклиниванию шестерен. Величина этого зазора регулируется толщиной прокладки. Рекомендуется устанавливать прокладку толщиной не более 0,07—0,10 мм. При излишнем зазоре, который невозможно уменьшить с помощью прокладки, необходимо шлифовать корпус (с учетом установки прокладки минимальной толщины). Радиальный зазор между вершиной зуба и корпусом насоса должен быть больше зазора в подшипнике. Он проверяется пластиной шупа по каждому зубу. Норма зазора при диаметре шестерни 42—88; 120; 180; 240 мм соответственно равна 0,04; 0,075; 0,125; 0,15 мм.

Боковой зазор между рабочими поверхностями зубьев в зацеплении (разбег) должен находиться в пределах 0,1—0,2 мм, радиальный — 0,3—0,5 мм.

Подшипники зубчатых насосов изготавливаются из свинцовисто-оловянистых бронз. Минимальный (суммарный) зазор в подшипниках маслососов не должен быть менее 0,08 мм. Вкладыши в корпус устанавливают по скользящей посадке 2-го класса точности. Насадные шестерни устанавливают на валу с помощью шпонок. При этом по валу шестерня должна иметь натяг менее 0,01 мм или скользящую посадку. Поверхностный слой зубьев должен быть подвергнут термообработке и шлифовке до чистоты не менее $\nabla 8$. Непараллельность торцов шестерни должна быть не более 0,01 мм. Неперпендикулярность торцов к оси шестерни — не более 0,02 мм на 100 мм. Эксцентricность начальной окружности — не более 0,02—0,03 мм. Отклонение по форме должно быть в пределах поля допуска. Межцентровое расстояние расточек под шестерни выполняют с точностью $\pm 0,01$ мм. Неперпендикулярность расточек к торцам не более 0,01 мм на 100 мм. Непараллельность осей расточек под шестерни и подшипники не более 0,01 мм на всей длине расточки. Приводной вал собранного насоса должен свободно проворачиваться от руки.

Затяжка резьбовых соединений при сборке должна осуществляться специальными ключами, позволяющими ограничивать и контролировать крутящий момент затяжки. Рекомендуемые моменты затяжки резьбовых соединений приведены ниже.

Диаметр метрической резьбы, мм	12	16	20	24
Момент затяжки, Н·м	35—50	90—120	130—170	320—360
Диаметр метрической резьбы, мм	30	36	42	48
Момент затяжки, Н·м	520—560	920—970	1420	2140
Диаметр метрической резьбы, мм	56	64	72	80
Момент затяжки, Н·м	3460	5200	8150	12200

При повторном использовании крепежных изделий момент затяжки увеличивают на 10—15 %.

Болты в отверстия детали должны входить свободно, зазор между болтом и деталью должен быть равен 0,1—0,2 мм на 10 мм диаметра болта в ответственных соединениях и 0,5 мм в обычных. Шпильки должны быть завернуты плотно на всю длину резьбовой части перпендикулярно плоскости детали, перекос допускается не более 0,15 мм на 100 мм длины шпильки. Гайки должны навинчиваться на болт (шпильку) до места посадки вручную, но не должны иметь качки. Затягивание гаек при большом числе болтов и шпилек необходимо проводить в определенном порядке: завинтив предварительно все гайки до соприкосновения с деталью, постепенно (по 1/3—1/2 оборота) подтягивают гайки в последовательности, обеспечивающей равномерную затяжку и исключающей деформацию детали. После затяжки болт (шпилька) должен выступать над гайкой на две — три нитки.

Для предупреждения самоотвинчивания гаек должны в обязательном порядке устанавливаться предусмотренные средства их стопорения: пружинные и фигурные шайбы, контргайки, шплинты и др.

Применять при сборке насосов кувалды, барсы и другие ударные инструменты не рекомендуется в связи с тем, что они деформируют детали, образуют вмятины и забоины.

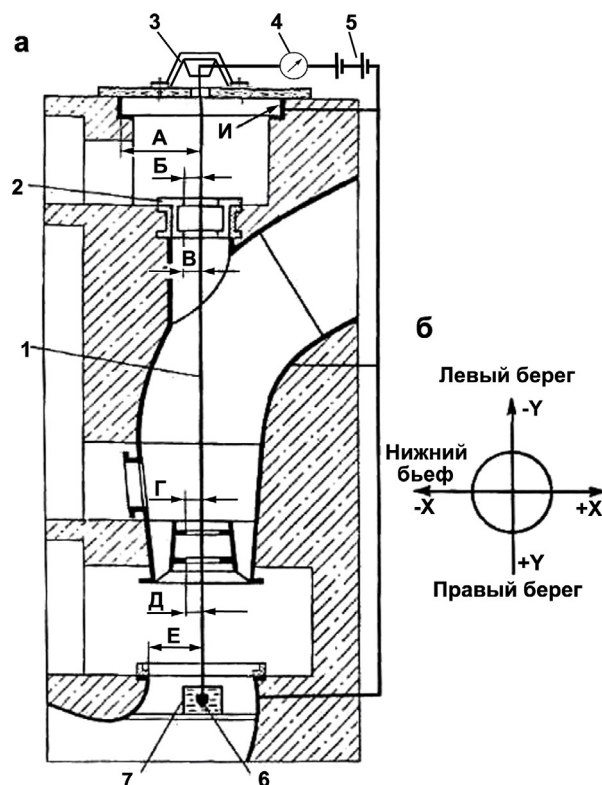


Рис. 5.47. Схема центровки корпусных частей осевого вертикального насоса:

а — установка струны, *б* — схема измерений; 1 — струна, 2 — закладное кольцо, 3 — кронштейн, 4 — гальванометр, 5 — батарея, 6 — груз, 7 — емкость с маслом

Перед центровкой производят совмещение струны с вертикальной осью насосного агрегата. За базу принимают цилиндрическую поверхность *И* фундаментных плит нижней крестовины электродвигателя, от которой струна должна находиться на одинаковом расстоянии *А*. Для измерения расстояния *А* используют нутромер с микрометрической головкой. Нутромер устанавливают так, чтобы один его конец соприкасался с цилиндрической поверхностью фундаментной плиты, а второй касался струны, и настраивают таким образом, чтобы укорочение нутромера на 0,01 мм размыкало электрическую цепь, а удлинение на 0,01 мм вновь замыкало ее. Таким образом, обеспечивается погрешность измерений, равная 0,01 мм. При разомкнутой электрической цепи стрелка прибора 4 будет стоять на нуле. При замыкании цепи нутромером степень его касания определяют по отклонению стрелки милливольтметра на два-три деления, а также по едва слышному шороху в наушниках или загоранию электролампочки. Совмещение струны с вертикальной осью насосного агрегата производят путем перемещения струны с кронштейном к центру цилиндрической поверхности фундаментных плит нижней крестовины электродвигателя. Отклонение не должно превышать 0,05 мм. После совмещения струны с осью агрегата кронштейн фиксируют.

Центровку корпусных частей насоса по струне выполняют в два этапа. На первом этапе измеряют в двух взаимно перпендикулярных направлениях диаметры проточек под верхний

Сборка осевых насосов типа ОПВ. Сборку вертикальных осевых насосов начинают с центровки корпусных частей относительно вертикальной оси агрегата.

Нарушение центровки неподвижных частей насосного агрегата происходит из-за просадки и смещения отдельных частей здания насосной станции, разрушения бетонных фундаментов, недостаточного закрепления корпусных частей и по другим причинам. Нарушение центровки является причиной задевания подвижных частей агрегата за неподвижные. Проверка центровки неподвижных частей насоса является обязательной технологической операцией при капитальном ремонте.

Центровку выполняют (рис. 5.47, *а*) с помощью вертикально опущенной струны-отвеса, изготовленной из стальной проволоки диаметром 0,5 мм, с грузом массой 10—15 кг на конце. Для предотвращения колебания струны в процессе измерений груз перемещают в емкость с вязким маслом, установленную в горловине всасывающей трубы. Верхний конец струны закрепляют на изолированном кронштейне, установленном над фундаментными плитами нижней крестовины электродвигателя. Струну соединяют через чувствительный миллиамперметр или милливольтметр с одним из полюсов источника постоянного тока (сухих батареек), а другой полюс соединяют с центрируемыми корпусными частями насоса. Иногда вместо электроизмерительных приборов применяют радионаушники или электролампочки.

и нижний направляющие подшипники, а также диаметр проточки в корпусе уплотнения переходного конуса. С помощью этих измерений можно обнаружить наличие эллипсности в расточках или нарушение их геометрической формы; ориентируясь на них, можно внести коррективы в результаты последующих измерений. На втором этапе измеряют нутромером расстояния B , B , G , D и E (рис. 5.47, б) от струны до соответствующей расточки в четырех направлениях: верхнего бьефа ($+X$), нижнего бьефа ($-X$), правого берега ($+Y$) и левого берега ($-Y$). При правильной центровке разница расстояний от струны до проточки в каждой плоскости не должна превышать допустимого значения. При отклонении центров расточек от струны отвеса их совмещение производят путем перемещения корпусных деталей в горизонтальной плоскости. Перемещение производят с помощью механических или гидравлических домкратов. Значение перемещения проверяют с помощью индикаторов, установленных по направлению перемещения.

В насосах с монолитным отводом и выправляющим аппаратом центровку осуществляют перемещением закладного кольца верхнего направляющего подшипника и корпуса уплотнения переходного конуса на горловине всасывающей трубы.

После завершения центровки корпусные части фиксируются штифтами, надежно закрепляются между собой и крепятся к фундаментным плитам.

При предварительной центровке ротора несоосность поверхностей шеек вала и расточек под подшипники не должна превышать 0,1 мм. При несоосности, превышающей допустимое значение, производят центровку ротора путем его перемещения на приспособлении горизонтальными винтами в соответствующем направлении.

После завершения центровки положение ротора фиксируют винтами, ввинчивающимися в подставку под вал, и винтовыми домкратами, входящими в расточки для нижнего подшипника.

Следующими технологическими операциями при сборке осевого насоса являются сборка электродвигателя, соединение валов насоса и электродвигателя и центровка валов насосного агрегата.

При спаривании валов насоса и электродвигателя устанавливают и настраивают ручной или электромеханический привод разворота лопастей рабочего колеса. Он располагается между фланцами валов, и его корпус является проставком вала.

Гидравлический привод устанавливается на торце вала машинного возбудителя электродвигателя. После установки электрогидропривода на вал его соединяют рукавами с маслопроводом и заполняют индустриальным маслом до полного выхода воздуха. Для проверки работы и настройки предохранительных клапанов вместо пробок на корпусе гидрозатвора устанавливают манометры, включают электродвигатель и осуществляют полный ход поршня сервомотора до установки лопастей в крайних положениях. В данном случае предохранительные клапаны должны срабатывать при давлении 5—6 МПа, которое регулируют изменением усилия их пружин.

После заполнения маслом внутренней полости втулки рабочего колеса проверяют работу механизма разворота лопастей и производят его градуировку. При градуировке первоначально проверяют наличие всего хода механизма и возможность разворота лопастей в заданном диапазоне углов согласно рискам на фланце лопасти и втулке рабочего колеса, градуировка которых проведена на стенде (см. рис. 5.31). Затем лопасти устанавливают на минимальный угол, выбирают свободный ход в механизме разворота, который образуется в шарнирных соединениях, зубчатых зацеплениях и механизме рабочего колеса. В самом начале движения лопасти наносят риску минимального угла на указателе сельсина-приемника. При развороте лопасти на максимальный угол на указателе наносят риску с обозначением наибольшего угла и в зависимости от значения диапазона угла разворота лопастей наносят промежуточные риски на указателе. Разница в показаниях указателя угла разворота лопастей не должна превышать 30 мин.

Для определения угла и идентичности установки лопастей применяется также метод очерчивания профиля лопастей непосредственно в камере рабочего колеса на ее сферической поверхности при сборке насоса. В этом случае после выверки вертикальности оси вала насоса и центровки камеры всегда обеспечивается одинаковое расположение осей вращения лопастей

в горизонтальной плоскости. Абсолютный угол установки лопасти определяют по внешнему расчетному сечению лопасти из соотношения

$$\sin \alpha = \Delta H/k, \quad (5.18)$$

где α — угол установки лопасти;

ΔH — разность по высоте начала и конца профиля;

k — длина хорды профиля, измеренная по очерчиванию на сферической поверхности камеры.

Условный угол определяется как разница абсолютных значений расчетного (нулевого) и фактического углов установки.

После градуировки и выверки углов разворота лопастей проводят окончательную центровку ротора насоса в расточках под направляющие подшипники, находящиеся в отводе и выправляющем аппарате, перемещая ротор на подпятнике электродвигателя. Допустимое значение несоосности при окончательной центровке не должно превышать 0,05 мм. Результаты центровки заносят в таблицу.

При установке на насос верхнего и нижнего направляющих подшипников с нижними уплотнениями контролируют неизменность положения вала по двум индикаторам, установленным под углом 90° к шейке вала. При установке верхнего подшипника индикаторы устанавливают к нижней шейке вала, а при установке нижнего подшипника — к обтекатель рабочему колесу. После установки подшипников измеряют щупом зазоры между шейкой вала и поверхностью трения подшипника, а результаты измерений заносят в формуляр. Для направляющих подшипников с обрезиненными вкладышами зазор должен быть не более 0,15 мм, а для подшипников с лигнофолиевыми вкладышами — не более 0,2 мм.

Далее устанавливают две половины камеры рабочего колеса и проверяют щупом симметричность зазоров между лопастями при их наибольшем развороте и сферической поверхностью камеры. Несимметричность зазоров допускается не более 10 % значения одностороннего зазора, который принимается равным 0,001 диаметра рабочего колеса. Результаты измерений заносят в формуляр.

К камере рабочего колеса присоединяют переходной конус и устанавливают его уплотнение на горловине всасывающей трубы. Собирают на направляющих подшипниках насоса верхние уплотнения, а также трубопроводы для подачи технической воды и подают воду. После устранения протечек устанавливают обтекатель вала, контрольно-измерительные приборы и закрывают люк насоса.

Заключительной операцией является пробный пуск насосного агрегата без воды для проверки отсутствия задевания вращающихся частей о неподвижные и определения направления вращения.

После заполнения насоса водой, устранения протечек и установки пускового угла лопастей производят пробный пуск насоса под нагрузкой.

Сборка центробежных насосов типа В. В вертикальных центробежных насосах спиральный корпус является базовой деталью, на которой устанавливаются все остальные составные части насоса. Сборку насоса начинают с установки и выверки спирального корпуса.

Точность установки корпуса в горизонтальной плоскости проверяется по верхнему фланцу в двух взаимно перпендикулярных направлениях с помощью нивелира или контрольной линейки и уровня. Установку корпуса в горизонтальной плоскости производят монтажными клиньями и домкратами с точностью $\pm 0,04$ мм на 1 м.

Проверку центровки расточек корпуса относительно вертикальной оси насосного агрегата производят при помощи струны-отвеса (рис. 5.48) и микрометрического нутромера. Струна с грузом на конце, опущенным в емкость с вязким маслом, закрепляется на изолированном кронштейне и подсоединяется к чувствительному гальванометру и батарее.

При совмещении струны с вертикальной осью насосного агрегата за базу принимают цилиндрическую поверхность фундаментных плит нижней крестовины электродвигателя, от которой

струна должна находиться на одинаковом расстоянии A . Расстояния A , B , B , $Г$ от струны до соответствующей расточки измеряют микрометрическим нутромером по осям (рис. 5.48, б) в четырех направлениях ($+X$, $-X$, $+Y$, $-Y$). При измерениях добиваются, чтобы стрелка гальванометра отклонялась на одно и то же значение. Результаты измерений заносят в таблицу, в которой указывают допустимые отклонения. При отклонении центров расточек корпуса от струны более допустимого значения их совмещают путем перемещения корпуса насоса в горизонтальной плоскости с последующей фиксацией штифтами и закреплением к фундаментным плитам.

Для установки ротора на нижний фланец насоса устанавливают приспособление, состоящее из четырех пластин с отжимными винтами. Каждая пластина крепится с помощью двух шпилек фланца. Отжимными винтами регулируются вертикальное и высотное положения ротора. При наличии у насоса нижней крышки или переходного кольца его ротор устанавливают на мерные прокладки.

На монтажной площадке собирают рабочее колесо с валом. Гайки затягивают равномерно и в последовательности, обеспечивающей плотное прилегание плоскостей фланцев. Плотность прилегания фланцев проверяют щупом толщиной 0,03 мм, который не должен входить между фланцами. После затяжки гайки фиксируют, чтобы предотвратить самоотвертывание, и размещают над ними защитный кожух. Затем крапом устанавливают рабочее колесо с валом в корпус насоса на монтажные пластины. Совместив горизонтальные оси рабочего колеса и спирального корпуса, фиксируют высотную отметку фланца вала и опускают ротор с помощью отжимных винтов на 15—20 мм ниже этой отметки [219].

Далее устанавливают крышку насоса с прокладкой из прессшпана и спаривают вал-проставок с валом насоса (при его наличии). Центровку ротора в корпусе производят путем его смещения в горизонтальной плоскости до получения равномерных зазоров между защитным и уплотнительным кольцами щелевого уплотнения. Несимметричность зазора не должна превышать 10 % его значения, которое принимается равным 0,1 % диаметра защитного кольца. После центровки ротор фиксируют для предотвращения сдвига при последующих сборочных работах установкой мерных прокладок в зазор щелевого уплотнения.

Выверку вертикального положения вала производят уровнем по торцу фланца насоса с погрешностью 0,02—0,03 мм/м. Вертикальное положение вала устанавливают за счет одностороннего опускания с помощью отжимных винтов монтажных пластин.

Перед установкой переходного конуса или проставка всасывающей трубы (в зависимости от конструкции насоса) проверяют зазоры между уплотнительными и защитными кольцами. В случае необходимости выравнивают их перемещением ротора на подпятнике. Измеряют также зазор между рабочим колесом и рассекателем корпуса, а результаты измерений заносят в таблицу.

Проставок всасывающей трубы (переходной конус) устанавливают на прокладках из прессшпана, прикрепляют к нижнему фланцу насоса и собирают его уплотнение на горловине всасывающей трубы.

Приступая к сборке направляющего подшипника, проводят центровку с помощью нутромера крышки насоса по расточке под подшипник относительно вала. Несоосность расточки

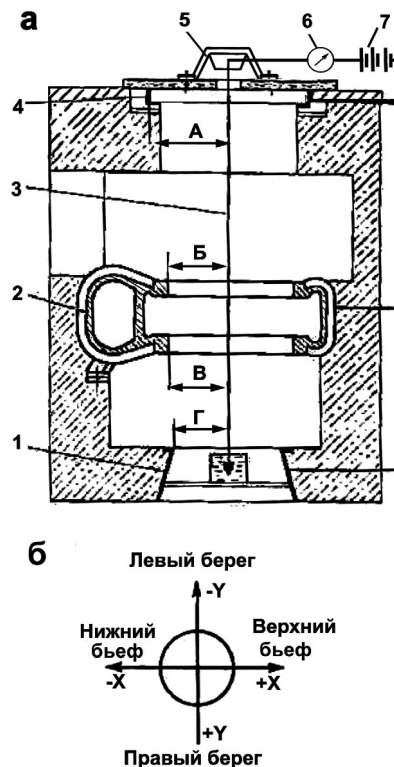


Рис. 5.48. Схема центровки корпуса центробежного насоса:

a — установка струны, $б$ — схема измерений; 1 — всасывающая труба, 2 — спиральный корпус, 3 — струна, 4 — фундаментная плита, 5 — кронштейн, 6 — гальванометр, 7 — батарейка

не должна превышать 0,05 мм. После центровки крышку фиксируют штифтами относительно корпуса насоса, собирают направляющий подшипник и измеряют зазоры между шейкой вала и вкладышами подшипника. Результаты измерений заносят в таблицы для сегментного кольцевого подшипников. В маслованну подшипника на масляной смазке заливают турбинное масло марки Тп-30.

Сборку уплотнения вала насоса начинают с центровки его корпуса относительно шейки вала, фиксации штифтами и надежного закрепления. При сборке уплотнений с сальниковой набивкой производят предварительную затяжку пакета набивки. Окончательную затяжку производят при работающем насосе, обеспечивая отсутствие протечки уплотняемой воды.

Сборка центробежного насоса завершается установкой служебных трубопроводов и контрольно-измерительных приборов, заполнением водой проточной части, устранением протечек в соединениях и пробным пуском.

Соединение валов насоса и электродвигателя. При соединении валов насоса и электродвигателя необходимо сохранить центровку ротора насоса относительно корпусных частей и установить в вертикальное положение ротор всего насосного агрегата. Перед соединением фланцев необходимо тщательно зачистить плоскости сопряжения и проверить лекальной линейкой отсутствие забоин и заусенцев. Для соединения валов необходимо выполнить следующие операции: провести центрирование вала электродвигателя и вала насоса, установить отверстия во фланцах друг против друга, разместить болты и подтянуть ротор насоса к ротору электродвигателя, развернуть отверстия и установить призонные болты, произвести окончательную затяжку и стопорение соединительных болтов

Центрирование валов ведется в двух направлениях (рис. 5.49). С одной стороны, образующие фланцев валов насоса и электродвигателя должны служить продолжением друг друга, что указывает на совпадение их осей. Допустимое несовпадение осей не должно превышать 0,05 мм. Регулировку совпадения осей валов электродвигателя и насоса производят перемещением всего электродвигателя в требуемом направлении (если перемещение ротора может привести к нарушению воздушного зазора) либо перемещением ротора на подпятнике по контрольной линейке до достижения равномерного зазора во всех направлениях (в пределах 0,05 мм).

С другой стороны, торцы фланцев валов должны быть параллельны. Параллельность определяют путем измерения торцевого зазора с помощью шупа и бруска в четырех диаметрально противоположных точках. Разница значений торцевых зазоров не должна превышать 0,02 мм.

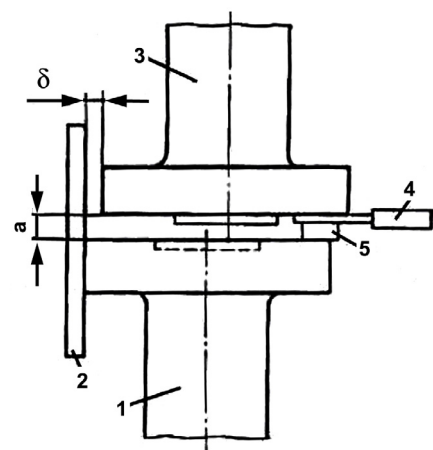


Рис. 5.49. Центрирование валов насоса и электродвигателя:
1, 3 — валы насоса и электродвигателя,
2 — контрольная линейка, 4 — шуп, 5 — брусок

Регулировку параллельности фланцев производят односторонним изменением высоты опорных болтов подпятника.

Перед спариванием валов совмещают оси соответствующих отверстий под болты крепления на обоих фланцах поворачиванием ротора двигателя до совпадения меток, нанесенных на фланцах при маркировке перед разборкой насосного агрегата. Затем в отверстия вставляют монтажные болты и подтягивают ими ротор насоса к ротору электродвигателя до полного соприкосновения фланцев. Контроль плотности прилегания фланцев осуществляют шупом толщиной 0,03 мм, который не должен заходить между фланцами на глубину более 10 мм.

Для установки призонных болтов вместо монтажных производят совместную обработку отверстий во фланцах валов насоса и электродвигателя. При небольшом износе или смещении отверстий совместную обработку производят с помощью цилиндрических разверток соответствующего размера. При значительном смещении отверстий обработку производят переносным расточным станком (рис. 5.50), состоящим

из станины, пиноли, электродвигателя привода станка, шпинделя с резцом и съемной опоры. Станок устанавливают на фланец вала электродвигателя, выверяют и закрепляют. Затем устанавливают на шпиндель съемную опору и закрепляют ее к основанию станины. Перед расточкой настраивают резец на необходимую глубину резания, а затем включают электродвигатель привода станка, который приводит во вращение шпиндель с резцом и осуществляет осевое перемещение пиноли вместе со шпинделем. Проточку производят в несколько проходов до образования единой цилиндрической поверхности ремонтного размера.

Сопрягаемую цилиндрическую поверхность призонного болта изготавливают по переходной посадке, номинальный диаметр которой равен диаметру отверстия во фланцах.

После установки призонных болтов окончательно затягивают все болты. У крупных насосов болты затягивают при помощи гидравлического ключа с контролируемым моментом затяжки. Затягивать болты следует равномерно, чтобы момент затяжки не превышал рекомендуемых значений. В гидравлическом ключе регулирование момента затяжки осуществляют за счет изменения рабочего давления в маслonaпорной установке.

После окончательной затяжки гайки законтривают от самоотвинчивания посредством стопорных шайб, сварки или других способов.

Проверка вертикальности общей линии вала насосного агрегата. Общую линию вала насосного агрегата выверяют после спаривания вала насоса с валом электродвигателя. Во время этой проверки определяют наличие излома линии вала во фланцевых соединениях и ее уклона относительно вертикальной оси. Сначала производят проверку на наличие излома общей линии вала. Для этого определяют значения биения вала у шеек подшипников и фланцев. Причинами биения вала являются как наличие излома линии вала во фланцевых соединениях, так и неперпендикулярность оси вала к плоскости трения подпятника.

Биение из-за неперпендикулярности оси вала к плоскости трения подпятника иногда может иметь недопустимые значения, даже и в том случае, если выверка с доведением до норм сделана заранее, до спаривания валов. Это объясняется появлением дополнительных деформаций в сопряжениях вала с втулкой и диском подпятника вследствие догрузки подпятника после спаривания с ротором насоса.

Общую линию вала проверяют перед окончательной подбивкой сегментов подпятника при «нулевых» зазорах в верхнем подшипнике электродвигателя и демонтированных нижнем подшипнике двигателя и подшипниках насоса. Проверку осуществляют с помощью индикаторов, установленных в характерных точках по высоте вала и проворота ротора, а также методом четырех струн.

Наибольшее распространение при проверке общей линии вала крупных насосных агрегатов получил способ проверки с помощью индикаторов и проворота ротора. Для этого на верхний торец вала электродвигателя устанавливают приспособление для проворота ротора. Проворот ротора малых насосов производят вручную. Роторы крупных насосных агрегатов проворачивают лебедкой или мостовым краном с помощью специального приспособления.

В одной вертикальной плоскости (рис. 5.50) вдоль ротора устанавливают четыре индикатора. Один индикатор (И1) устанавливают на втулке подпятника в месте расположения верхнего направляющего подшипника двигателя для определения сдвига ротора на подпят-

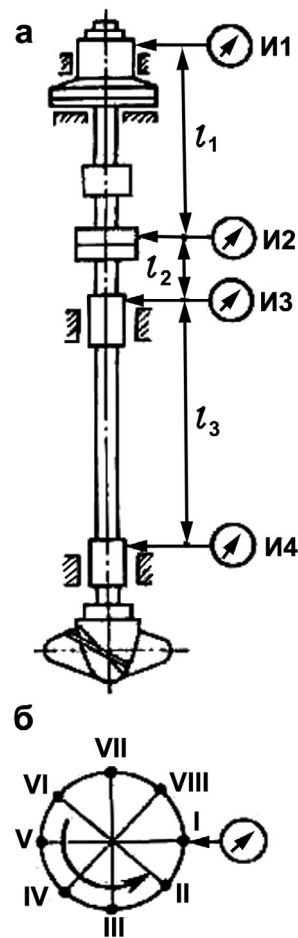


Рис. 5.50. Выверка излома вала насосного агрегата по индикаторам:
а, б — схемы установки индикаторов и проворота ротора

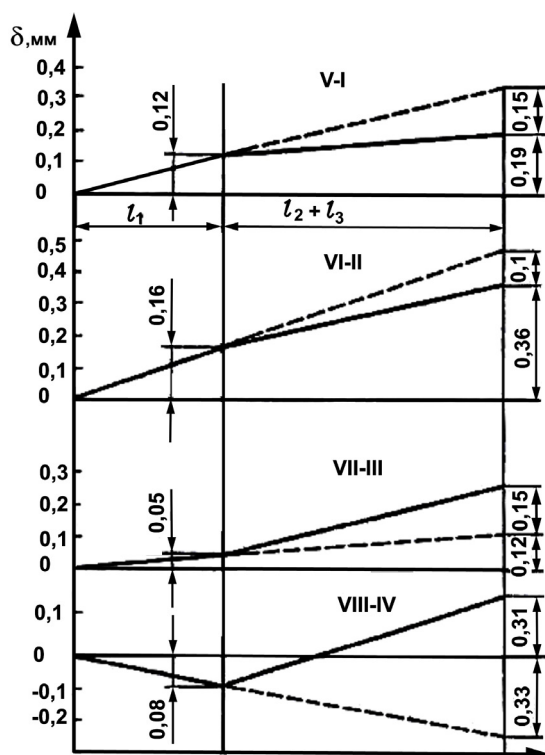


Рис. 5.51. График состояния линии вала в четырех диаметральных плоскостях (V-I, VI-II, VII-III, VIII-IV)

вала в четырех диаметральных плоскостях с расстоянием между точками измерения l_1 , l_2 и l_3 (рис. 5.51), на основании которого исправляют имеющуюся расцентровку валов. Из графика на рис. 5.51 видно, что наибольшее биение на фланце электродвигателя находится в плоскости VI-II и составляет 0,16 мм. Для его исправления необходимо произвести шабрение «на клин» гетинаксовой прокладки, установленной между опорными поверхностями втулки и вращающегося диска подпятника. Высоту шабримого клина в точке VI определяют как

$$h_1 = \frac{\delta_1 D_{\text{в.п.}}}{2l_1}, \quad (5.19)$$

где δ_1 — наибольшее биение фланца вала электродвигателя;

$D_{\text{в.п.}}$ — диаметр втулки подпятника;

l_1 — расстояние между индикаторами.

Наибольший излом во фланцевом соединении валов насоса и электродвигателя лежит в плоскости VIII-IV. Значение отклонения оси вала насоса от оси вала электродвигателя можно определить, если построить на графике (рис. 5.51) продолжение оси вала электродвигателя до пересечения с линией измерений на шейке нижнего подшипника насоса и по масштабу отсчитать значение смещения δ_2 .

Устранение излома общей линии вала производится перетяжкой болтов во фланцевом соединении (при небольшом значении излома) или шабрением сопрягаемых поверхностей фланцев.

нике (вследствие зазоров в подшипнике). Остальные индикаторы (И2—И4) располагают на расстояниях l_1 , l_2 и l_3 друг от друга соответственно у фланца вала двигателя, у верхней и нижней шеек вала насоса.

Окружность вала разбивают на восемь точек (располагая их в направлении, противоположном направлению вращения ротора). Перед проворачиванием вала индикаторы устанавливают в точку I, а шкалу сотых долей миллиметра ставят в нулевое положение. Миллиметровую стрелку устанавливают в середину шкалы, чтобы она могла показывать плюсовые и минусовые значения. У каждого индикатора ставят наблюдателей, которые одновременно при остановке вала записывают их показания в каждой точке. Запись показаний индикаторов сводят в таблицу, в которой подсчитывают также значения отклонений вала с учетом его смещения в направляющем подшипнике двигателя, т. е. И2 – И1; И3 – И1; И4 – И1.

Если при провороте на 360° индикаторы не возвращаются к нулевому положению или их смещения от нулевого показания не одинаковы по знаку и по абсолютному значению, проверку необходимо повторить.

Обработав значения отклонений вала, составляют таблицу и по ее данным в масштабе строят график состояния линии

Из схемы на рис. 5.52 видно, что для устранения излома необходимо с фланца снять клиновидный слой высотой h_2 , которую вычисляют по формуле

$$h_2 = \frac{\delta_2 D_{\text{фл}}}{2(l_2 + l_3)}, \quad (5.20)$$

где $D_{\text{фл}}$ — диаметр фланца;

$l_2 + l_3$ — длина вала между фланцем и шейкой нижнего подшипника;

δ_2 — смещение вала.

Снять клиновидный слой металла удобнее с фланца вала насоса, не имеющего выступающего буртика. Для этого болты фланцевого соединения заменяют монтажными и с помощью них опускают ротор насоса на подставку под верхним фланцем вала. Ротор опускают на высоту не менее 200 мм. На торце фланца перпендикулярно плоскости наибольшего биения (IV—VIII) наносят равномерно отстоящие друг от друга параллельные линии, вдоль которых вышабривают шабером маяки такой глубины, при которой их вершины будут лежать в одной плоскости, образующей с первоначальной нешлифованной поверхностью подлежащий снятию клиновидный слой. Глубину маяков проверяют индикатором. После нанесения маяков поверхность фланца шлифуют «на клин», ориентируясь на эти маяки [219].

В результате должна получиться плоскость, проходящая через вершины маяков. При этом контроль осуществляют проверочной линейкой и плитой, покрытой невысохшей краской. С учетом того, что шабер снимает стружку толщиной 0,002—0,005 мм, припуск на шабрение составляет 0,1–0,2 мм. При большей толщине рекомендуется предварительно торцевой шлифовальной машинкой или напильником снимать грубо клиновидный слой.

После устранения излома и затягивания болтов фланцевого соединения вновь проворачивают ротор агрегата и измеряют отклонения. Результаты этих измерений вносят в таблицу и обрабатывают. Если при этом значения излома и неперпендикулярности втулки оказываются в допустимых пределах, выверку вала прекращают и переходят к проверке его вертикального положения. Абсолютное значение биения вала считают допустимым, если оно не превышает значения зазора в подшипнике.

Вертикальное положение валов проверяют *методом четырех струн*. Этим методом можно также проверить и устранить излом линии вала во фланцевых соединениях. Отклонение от вертикального положения или уклон линии валов насосного агрегата появляется, когда зеркальная поверхность вращающегося диска подпятника наклонена относительно горизонтальной поверхности.

Для проверки вертикального положения валов этим методом разбирают все направляющие подшипники насоса и электродвигателя, при этом ротор агрегата оказывается свободно подвешенным на сегментах подпятника. К валу двигателя крепят через изолированную прокладку крестовину, к которой подвешивают струны из калиброванной проволоки диаметром 0,3—0,5 мм с грузом массой 6—15 кг на конце, опущенным в емкость с вязким маслом. Струны ориентируют по осям насосной станции следующим образом: верхний бьеф (+X), нижний бьеф (–X), правый берег (+Y) и левый берег (–Y). Струны опускают так, чтобы они не касались конструкций и висели свободно. Для удобства измерений струны подвешивают на одинаковом расстоянии от вала. С целью повышения точности измерений струны и вал включают в электрическую цепь с напряжением 6—12 В. Струны соединяют через электролампочку или чувствительный гальванометр с одним полюсом батарейки, а вал — с другим полюсом. В момент, когда

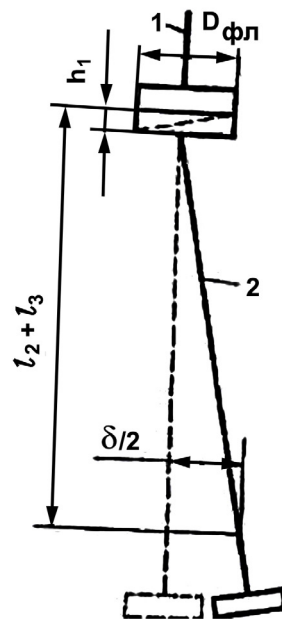


Рис. 5.52. Схема определения высоты клиновидного слоя при устранении излома линии вала:

1, 2 — валы электродвигателя и насоса

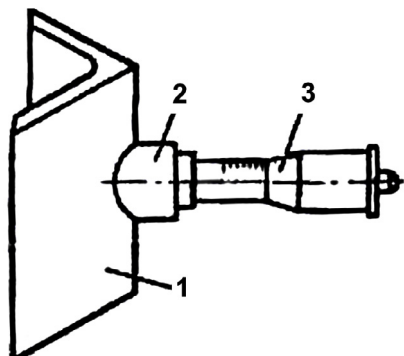


Рис. 5.53. Приспособление для измерения расстояния от поверхности вала до струны:

1 — угольник, 2 — втулка, 3 — нутромер

который располагают в плоскостях измерений, а угольник устанавливают так, чтобы он опирался на верхний торец хомута и прижимался к валу. При этом на верхней стороне угольника наносят клеймение.

Схема измерений при проверке вертикального положения общей линии вала агрегата по

струнам показана на рис. 5.54, где $a_1 - a_4$, $b_1 - b_4$, $c_1 - c_4$, $d_1 - d_4$ — точки измерения нутромером в горизонтальных плоскостях I–IV.

При проверке вертикального положения линии вала фактические значения диаметров шеек не берутся во внимание, а измерения проводятся относительно вертикальной оси вала. Поэтому нет необходимости брать истинное значение расстояния от вала до струны. Достаточно принять какое-либо постоянное значение за нулевой начальный отсчет и в таблицу измерений записывать значения по нутромеру, превышающие принятое. Необходимо в каждой плоскости измерения записывать расстояния до всех четырех струн относительно принятого нулевого отсчета.

Для проверки точности проведенных измерений руководствуются условием

$$[(a_1 + b_1) + (c_1 + d_1)] = [(c_1 + d_1) + (a_1 + b_1)], \quad (5.21)$$

где a_i , b_i , c_i , d_i — измерения нутромера от вала до струн в одной из плоскостей.

Если это равенство выдержано или расхождение между правой и левой его частями не превышает 0,04 мм, результаты измерений считают правильными, при этом можно приступить к дальнейшей их обработке. Если расхождение превышает 0,04 мм, измерения необходимо повторить. Одновременно следует проверить, не касаются ли струны каких-либо конструкций агрегата.

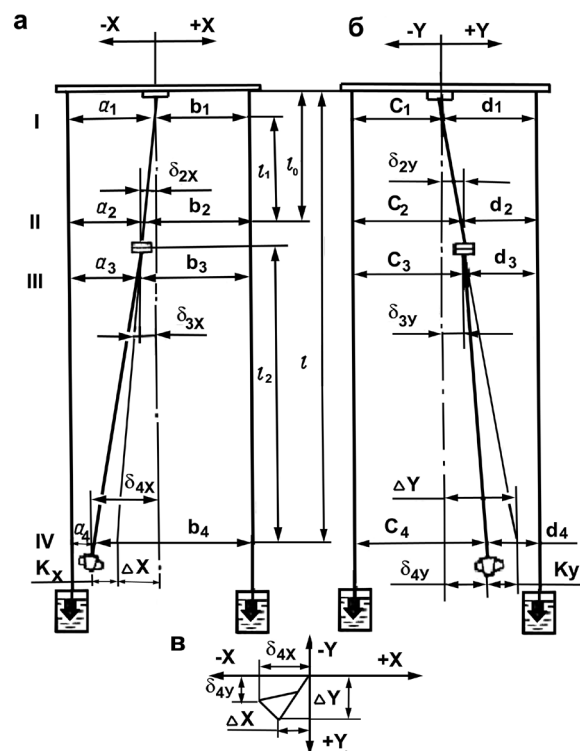


Рис. 5.54. Схема измерений при проверке вертикального положения линии вала агрегата по струнам:

а — по оси X, б — по оси Y, в — проекция линии вала на горизонтальную плоскость

Для определения уклона линии вала относительно вертикальной оси используют полученные результаты измерений и схему, приведенную на рис. 5.54. Из схемы видно, что уклон вала двигателя определяется измерениями в плоскостях I и II, а уклон вала насоса — в плоскостях III и IV.

Уклон вала двигателя δ_{2x} в плоскости X (рис. 5.54, а) и δ_{2y} в плоскости Y (рис. 5.54, б) находят из геометрических соотношений

$$\begin{aligned}\delta_{2x} &= [(a_2 - b_2) - (a_1 - b_1)]/2; \\ \delta_{2y} &= [(c_2 - d_2) - [(c_1 - d_1)]/2.\end{aligned}\quad (5.22)$$

Направление отклонения конца вала двигателя в плоскости II определяют по знаку, полученному при подсчете величин δ_{2x} и δ_{2y} . Если отрицательным получится δ_{2x} , то конец вала имеет отклонение в сторону нижнего бьефа, а если отрицательным получится δ_{2y} , то конец вала отклонен в сторону левого берега. В общем случае уклон вала может быть расположен между осями X и Y, что видно из рис. 5.54, в, а его абсолютное значение получают из соотношения

$$\delta_2 = \sqrt{\delta_{2x}^2 + \delta_{2y}^2}. \quad (5.23)$$

Для оценки допустимого значения уклона принят так называемый относительный уклон, т. е. уклон, приходящийся на 1 м длины вала. Для насосов значение относительного уклона не должно превышать 0,02 мм на каждый метр вала. Относительный уклон вала двигателя подсчитывают по формуле

$$\delta_{\text{отн.дв}} = \delta_2 / l_1, \quad (5.24)$$

где $\delta_{\text{отн.дв}}$ — относительный уклон вала двигателя;

δ_2 — абсолютный уклон;

l_1 — длина вала между плоскостями I и II.

Если значение относительного уклона выше допустимого, его устраняют изменением высоты опорных болтов сегментов подпятника. Значение подъема или опускания сегментов $h_{\text{сег}}$ определяют по формуле

$$h_{\text{сег}} = \delta_2 d_{\text{сег}} / l_0, \quad (5.25)$$

где δ_2 — абсолютное отклонение вала в плоскости II;

$d_{\text{сег}}$ — диаметр окружности расположения опорных болтов;

l_0 — длина вала от плоскости сегментов до плоскости II.

Место наибольшего подъема сегментов определяют по схеме, показанной на рис. 5.55, которую строят в масштабе. По осям X и Y откладывают полученные значения отклонений вала δ_{2x} и δ_{2y} и их геометрическим сложением находят направление и значение действительного отклонения. На схему наносят расположение сегментов относительно осей. Из схемы видно, что отклонение вала произошло в сторону сегмента 6. Следовательно, для устранения уклона вала двигателя нужно поднять сегмент 2 либо опустить сегмент 6 на значение $h_{\text{сег}}$, подсчитанное ранее. Остальные сегменты должны быть подняты (опущены) на меньшее значение пропорционально их удалению от сегмента 2.

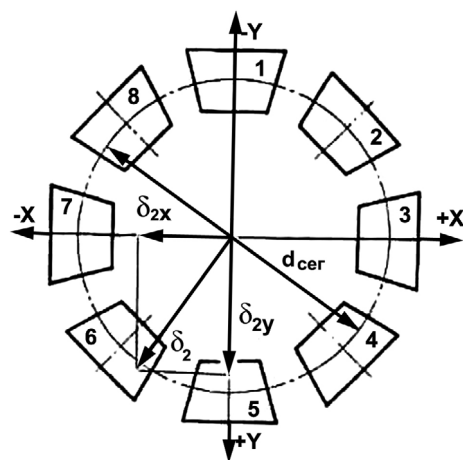


Рис. 5.55. Схема определения значения подъема сегментов подпятника при устранении уклона линии вала:
1–8 — номера сегментов

Высоту подъема сегментов определяют по углу поворота опорных болтов. Например, при шаге резьбы болта 3 мм для подъема сегмента на 0,5 мм болт необходимо повернуть на 1/6 оборота, для подъема на 1 мм — на 1/3 оборота и т. д.

Для определения уклона линии вала насоса и его устранения необходимо пользоваться измерениями в плоскостях III и IV. Сначала определяют отклонения вала от вертикали в плоскости IV — δ_{4x} и δ_{4y} (см. рис. 5.54). Эти отклонения для рассматриваемого случая складываются из двух величин: $\delta_{4x} = \Delta X + K_x$ (по оси X) и $\delta_{4y} = \Delta Y - K_y$ (по оси Y), где ΔX , ΔY — отклонения от вертикали вала двигателя в плоскости IV, вызванные его уклоном; K_x , K_y — отклонения линии вала насоса относительно вала двигателя в плоскости IV, вызванные изломом во фланце.

Величины ΔX и ΔY можно определить, пользуясь выражениями $\Delta X = \delta_{2x} l/l_o$; $\Delta Y = \delta_{2y} l/l_o$, где l_o — длина вала от плоскости сегментов до плоскости II; l — то же до плоскости IV.

Подставляя эти выражения, получаем $\delta_{4x} = \delta_{2x} l/l_o + K_x$; $\delta_{4y} = \delta_{2y} l/l_o + K_y$, откуда $K_x = \delta_{4x} - \delta_{2x} l/l_o$; $K_y = \delta_{2y} l/l_o - \delta_{4y}$.

Абсолютное значение смещения вала насоса в плоскости IV в результате излома во фланцевом соединении определяют как $K = \sqrt{K_x^2 + K_y^2}$.

Допустимое значение смещения в результате излома определяют из выражения $K \leq 0,02 l_2$, где l_2 — длина вала от фланца до плоскости IV, м.

Если излом больше допустимого, его устраняют шабрением «на клин» фланца вала насоса. Максимальная высота сшабриваемого клиновидного слоя, мм, определяется по формуле

$$h_{\text{кл}} = K d_{\text{фл}}/l_2, \quad (5.26)$$

где $d_{\text{фл}}$ — диаметр фланца, мм;

l_2 — длина вала от фланца до плоскости IV, мм;

K — абсолютное смещение вала в плоскости IV, мм.

После завершения выверки общей линии вала насосного агрегата и проверки его вертикального положения производят окончательную регулировку равномерного поджатия сегментов подпятника к вращающемуся диску, проверяют центровку ротора и заполняют ремонтные формуляры.

5.5.8. Испытания насосных агрегатов

Подготовка к пуску. Каждый отремонтированный насос должен проходить приемосдаточные испытания с целью проверки его соответствия требованиям технических условий на ремонт или другой нормативно-технической документации [217, 219]. Испытания проводятся по специальной программе, включающей в себя следующие этапы:

- осмотр и проверка действия отдельных узлов и механизмов до заполнения водой проточной части насоса;
- пробный пуск и испытание на холостом ходу;
- заполнение проточной части водой и проверка герметичности соединений;
- испытания под нагрузкой.

Перед заполнением водой проточную часть насоса очищают от мусора и посторонних предметов, проверяют плавность сопряжения ее элементов и монолитность соединения с бетоном. Монолитность определяют простукиванием. Глухой звук означает наличие неплотностей и пустот, которые необходимо заполнить бетоном. В местах сопряжения элементов проточной части переходы должны быть плавными, размеры уступов не должны превышать допустимых значений. Кроме того, необходимо проверить действие и плотность закрытия спускного клапана всасывающей трубы, надежность крепления и плотность сопряжения люков и фланцевых соединений.

Тщательному осмотру подвергают электродвигатель для того, чтобы не допустить попадания на ротор и статор посторонних предметов или плохого закрепления и фиксации сопря-

гаемых узлов и деталей. Плохо закрепленная или ненадежно законтренная деталь в процессе работы может вызвать серьезную аварию, вплоть до пожара. Осмотр электродвигателя, и в первую очередь его вращающихся частей, воздухоразделяющих щитов и обмотки статора обычно проводят несколько человек, осуществляя повторный контроль. При этом осматривают все болтовые и сварные соединения. Воздушный зазор между статором и ротором освещают переносной лампой сверху и снизу полюсов. Через зазор протаскивают веревку по кругу для того, чтобы убедиться в отсутствии в воздушном пространстве посторонних предметов. При осмотре лобовых частей обмотки статора особое внимание уделяют чистоте поверхности головок и отсутствию на них повреждений. Обнаруженные вмятины или царапины устраняют, покрывая поверхности головок лаком.

В маслованнах направляющих подшипников проверяют уровень масла, герметичность ванн и трубопроводов.

В поворотно-лопастных осевых насосах проверяют работоспособность механизма разворота лопастей рабочего колеса. Лопасты разворачивают на закрытие и открытие два — три раза, а затем устанавливают на пусковой угол.

В центробежных насосах проверяют работоспособность механизма открытия и закрытия дискового затвора. С помощью секундомера определяют время полного закрытия дискового затвора, которое не должно быть меньше расчетного (заданного заводом-изготовителем).

Проверяют подключение всех систем вспомогательных трубопроводов (охлаждения, гидроуплотнений, подвода масла, дренажных, сливных и др.), отсутствие протечек во фланцевых соединениях, наличие давления и слива воды в трубопроводах для охлаждения маслоохладителей и направляющих подшипников насоса.

До пуска насосного агрегата проверяют готовность электрооборудования. Приборы, не имеющие клейма метрологической поверки, удостоверяющего их исправность и класс точности, к установке не допускаются. Все элементы автоматики и защиты необходимо тщательно испытать, чтобы исключить подачу ложных импульсов на сигнал или аварийную остановку. Цепи предупредительной сигнализации проверяют поочередным замыканием контактов соответствующих реле, при этом на пульте управления должен появиться соответствующий сигнал. Имитируя пуск и аварийную остановку вследствие различных причин, проверяют действие схемы автоматического управления насосным агрегатом.

В насосных агрегатах с сифонным водовыпуском обязательно осматривают и испытывают клапан срыва вакуума. Осмотру и испытаниям подвергают герметизирующий элемент, механизмы закрытия, фиксации и открытия клапана.

К отремонтированному насосному агрегату подготавливают следующие документы: ремонтные формуляры основных размеров, протокол испытаний, акт о выдаче агрегата из ремонта.

Испытания на холостом ходу. После полного завершения предпусковых работ осуществляют пробные пуски агрегата без нагрузки. Для образования масляной пленки между сегментами и диском подпятника и облегчения режима его работы при пусках ротор поднимают домкратами на 4—5 мм и затем опускают. При этом следят, чтобы поршни домкратов опустились в крайнее нижнее положение.

Первоначально производят пробное кратковременное включение (толчок) двигателя в сеть на 2—3 с, позволяющее проверить направление вращения двигателя, отсутствие задевания вращающихся частей насоса и двигателя за неподвижные и посторонних шумов, которые могли бы указывать на какие-либо неполадки в агрегате.

Повторно двигатель включают в сеть без нагрузки на 4—5 мин для проверки уровня вибрации агрегата, биения во фланцевом соединении валов, отсутствия выброса масла в направляющих подшипниках через выгородку. При этом пуске проверяют работу пусковой аппаратуры и отсутствие дефектов сборки.

После указанной проверки насосный агрегат включают для работы в режиме холостого хода 8—10 ч. При этом осуществляют постоянный контроль за нагревом обмотки статора и подпят-

ника, направляющих подшипников и уплотнении. Если двигатель запускается при низкой температуре в машинном зале, то для прогрева машины до температуры 50—60 °С и масла в ваннах до температуры 35—40 °С подача воды в масло-и воздухоохладители производится через 15—20 мин после пуска. Температура нагрева подпятника и подшипников должна равномерно повышаться в течение 2—4 ч. Скачкообразное повышение температуры нагрева подпятника и подшипников указывает на ненормальную их работу, в этом случае необходимо остановить насосный агрегат и произвести ревизию узла, в котором возник повышенный нагрев.

После устранения неисправностей в работе насоса и двигателя, обнаруженных при испытании на холостом ходу, заполняют протокол и приступают к испытаниям под нагрузкой.

Испытания под нагрузкой. Для проведения испытаний под нагрузкой проточную часть насоса заполняют водой. В крупных осевых и центробежных насосах, работающих с подпором, заполнение проточной части водой осуществляют с помощью подъема шандоров, которые герметизируют входное отверстие всасывающей трубы. Заполнив водой проточную часть, тщательно осматривают все места, где возможны протечки.

Убедившись в исправности водоподводящего тракта, приступают к испытаниям под нагрузкой. Включают электродвигатель агрегата и постепенно открывают трехходовые краны манометров, продувают их и закрывают. Возрастание нагрузки насоса до рабочего режима должно быть равномерным. После достижения электродвигателем центробежного насоса номинальной частоты вращения и соответствующего давления открывают дисковый затвор на напорном трубопроводе. Работа центробежного насоса при закрытом затворе более 6 мин не допускается. При испытании осевых насосов задвижка на напорном трубопроводе (при ее наличии) должна быть открыта, а лопасти должны быть установлены на минимальный пусковой угол разворота.

Испытания проводят до стабилизации температуры обмоток, подпятника и направляющих подшипников, масла, охлаждающего воздуха. Продолжительность испытания должна быть не менее 4 ч. В этот период тщательно осматривают и прослушивают работающие узлы агрегата и делают измерения.

Качественно отремонтированный насосный агрегат должен соответствовать следующим требованиям:

- Он должен работать спокойно и плавно, без стуков, ударов и повышенного шума в пределах рабочей зоны характеристики.
- Не должно быть задевания вращающихся деталей о неподвижные, выбивания масла из корпусов подшипников, утечек перекачиваемых, смазывающих и охлаждающих жидкостей в местах соединений деталей.
- Температура масла в масляных ваннах не должна превышать 60 °С.
- Нагрев корпусов подшипников, подпятника, корпуса насоса, электродвигателя и всех трущихся поверхностей деталей и узлов агрегата не должен превышать 65 °С.
- Через уплотнения вала должна непрерывно протекать жидкость, температура сальника не должна превышать температуру окружающей среды более чем на 25 °С.
- Значения параметров вибрации подшипниковых опор и крестовин не должно превышать санитарных норм, а также значений, установленных технической документацией на насос (допустимые амплитуды перемещений составляют 0,160—0,005 мм при частотах 5—90 Гц).
- Напор и потребляемая мощность должны соответствовать значениям рабочей зоны технической характеристики насоса при различных режимах работы.
- Клапан срыва вакуума должен обеспечивать выпуск воздуха из сифона при заполнении напорного трубопровода водой, надежную герметизацию горловины сифона при работе насоса, а также срыв вакуума и впуск воздуха в сифон при остановке насосного агрегата.
- Частота вращения ротора агрегата в угонном режиме при остановке насоса не должна превышать значения, указанного в паспорте насосного агрегата.

После 4—5-часовой работы под нагрузкой насосный агрегат останавливают и тщательно осматривают все узлы, особенно механические крепления деталей и составных частей, монтажные и сварные соединения, уплотнения, предохраняющие от утечки масла и воды, и др. Если во время испытания температура подпятника и направляющих подшипников была близка к предельно допустимым значениям, то делают ревизию этих составных частей.

Все обнаруженные при работе насосного агрегата под нагрузкой неисправности и отклонения от норм устраняют до проведения следующего этапа испытаний.

По условиям нагрева активных частей двигателя допускаются два пуска подряд из холодного состояния и один из горячего. Последующие пуски допустимы после паузы, необходимой для охлаждения обмоток (ориентировочно не менее, чем через 30 мин). Если агрегат не работал более 120 ч, перед пуском необходимо поднять ротор на домкратах.

Заключительной операцией при ремонте крупных насосов является непрерывное испытание их под нагрузкой (обкатка) в течение 72 ч. В период обкатки проверяют соответствие фактических значений параметров насосного агрегата, полученных в результате измерений и расчетов, паспортным, а также устанавливают оптимальный режим работы.

Фактические параметры на этапе обкатки определяют по показаниям угла установки лопастей, уровня воды в нижнем бьефе, давления на напорном трубопроводе и потребляемой мощности. При отклонении фактических параметров от паспортных меньше допустимых значений техническое состояние насосного агрегата считается удовлетворительным.

По окончании нормальной работы насосного агрегата под нагрузкой в течение 72 ч оформляют протокол испытаний с указанием параметров и акт выдачи агрегата из ремонта. После этого насосный агрегат считается пригодным к эксплуатации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Рыжкин В. Я.* Тепловые электрические станции / В. Я. Рыжкин. Москва : Энергоатомиздат, 1987. 328 с.
2. *Кириллов И. И.* Паровые турбины и паротурбинные установки / И. И. Кириллов, В. А. Иванов, А. И. Кириллов. Ленинград : Машиностроение, 1978. 276 с.
3. *Трояновский Б. М.* Турбины для атомных электростанций / Б. М. Трояновский. Москва : Энергия, 1973. 184 с.
4. *Трухний А. Д.* Стационарные паровые турбины / А. Д. Трухний, С. М. Лосев ; под ред. Б. М. Трояновского. Москва : Энергоиздат, 1981. 456 с.
5. *Трухний А. Д.* Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки : учебное пособие для вузов / А. Д. Трухний, Б. В. Ломакин. Москва : МЭИ, 2002. 540 с.
6. Паровые и газовые турбины : учебник для вузов / М. А. Трубилов [и др.] ; под ред. А. Г. Костюка и В. В. Фролова. Москва : Энергоатомиздат, 1985. 352 с.
7. Турбины тепловых и атомных электрических станций : учебник для вузов / А. Г. Костюк [и др.] ; под ред. А. Г. Костюка и В. В. Фролова. 2-е изд., перераб. и доп. Москва : МЭИ, 2001. 488 с.
8. *Капелович Б. Э.* Эксплуатация паротурбинных установок / Б. Э. Капелович. Москва : Энергоиздат, 1985. 304 с.
9. *Стерман Л. С.* Тепловые и атомные электрические станции / Л. С. Стерман, В. М. Лавыгин, С. Г. Тишин. Москва : МЭИ, 2007. 408 с.
10. Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС и АЭС / под ред. А. И. Андрущенко. Москва : Высшая школа, 1991. 303 с.
11. Паровые турбины малой мощности КТЗ / В. И. Кирюхин [и др.]. Москва : Энергоатомиздат, 1987. 216 с.
12. Ремонт паровых турбин : учебное пособие / В. Н. Родин [и др.] ; под ред. Ю. М. Бродова и В. Н. Родина. 2-е изд. Екатеринбург : УГТУ—УПИ, 2005. 438 с.
13. Техническое обслуживание и ремонт теплообменных аппаратов паротурбинных установок : учебное пособие / Ю. М. Бродов [и др.] ; под общ. ред. Ю. М. Бродова. Екатеринбург : УГТУ—УПИ, 2005. 306 с.
14. Паровые турбины и турбоустановки Уральского турбинного завода / Г. Д. Баринберг [и др.] ; под общ. ред. Ю. М. Бродова и В. В. Кортенко. 2-е изд., перераб. и доп. Екатеринбург : Априо, 2010. 488 с.
15. Справочник по теплообменным аппаратам паротурбинных установок / Ю. М. Бродов [и др.] ; под общ. ред. Ю. М. Бродова. Москва : МЭИ, 2008. 480 с.
16. Трубопроводы тепловых электрических станций : учебное пособие / Б. Е. Мурманский [и др.] ; под общ. ред. Ю. М. Бродова. Екатеринбург : УГТУ—УПИ, 2008. 300 с.
17. *Трухний А. Д.* Атлас конструкций деталей турбин : в 2 ч. / А. Д. Трухний, Б. Н. Крупенников, А. Н. Троицкий. Москва : МЭИ, 2007. 316 с.
18. СО 34.04.181—2003. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования зданий и сооружений электростанций и сетей. Москва, 2004. 454 с.
19. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации / Министерство энергетики РФ. Москва : ЗАО «Энергосервис», 2003. 368 с.
20. ГОСТ 18322—78. Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения. Москва : Стандартинформ, 2007. 12 с.
21. РД 34.20.581—96. Методика оценки технического состояния паротурбинных установок до и после ремонта и в период между ремонтами. Москва : СП ОРГРЭС, 1998. 26 с.
22. РД 34.20.601—96. Методические указания по совершенствованию системы технического обслуживания и ремонта энергоблоков и энергоустановок ТЭС на основе ремонтного цикла с назначенным межремонтным ресурсом. Москва : РАО «ЕЭС России», 1996. 21 с.
23. *Ташлыков О. Л.* Ремонт оборудования атомных станций : учебное пособие / О. Л. Ташлыков ; под ред. С. Е. Щеклеина. Екатеринбург : УГТУ—УПИ, 2003. 319 с.
24. *Перминов И. А.* Диагностика состояния проточных частей мощных паровых турбин с применением стационарных вычислительных комплексов / И. А. Перминов, В. Г. Орлик, А. А. Гординский // Труды ЦКТИ. Ленинград, 1992. Вып. 273.
25. *Урьев Е. В.* Концепция системы вибрационной диагностики паровой турбины / Е. В. Урьев, Б. Е. Мурманский, Ю. М. Бродов // Теплоэнергетика. 1995. № 4.
26. Концепция комплексной системы мониторинга состояния оборудования энергоблока / К. Э. Аронсон [и др.] // Теплоэнергетика. 2002. № 2. С. 47—53.
27. Разработка и апробация элементов системы мониторинга состояния и диагностики конденсатора паровой турбины / С. И. Хает, К. Э. Аронсон, Ю. М. Бродов, А. Г. Шемпелев // Теплоэнергетика. 2003. № 7. С. 67—69.
28. ГОСТ 27.002—89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. Москва : Изд-во стандартов. 1990. 24 с.
29. Статистическое моделирование отказов теплообменных аппаратов при реализации комплексной системы мониторинга состояния паротурбинных установок / К. Э. Аронсон, Ю. М. Бродов, А. Ю. Рябчиков, Б. Е. Мурманский // Теплоэнергетика. 2007. № 8. С. 71—77.
30. РД 34.20.801—2000. Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей. Москва : Энергосервис, 2001. 32 с.
31. Указания по заполнению кодированной части акта расследования нарушения работоспособности теплоэнергетического оборудования. Москва : ОРГРЭС, 1991. 60 с.

32. Приказ Минэнерго России от 07.08.2008 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации о производственно-хозяйственной деятельности, форм и порядка ее предоставления». Москва : Минэнерго, 2008.
33. РД-03-28—2008. Порядок проведения технического расследования причин аварий и инцидентов на объектах, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору. Москва : Ростехнадзор, 2008. 29 с.
34. Надежность и эффективность в технике : справочник / под ред. А. И. Рембезы. Москва : Машиностроение, 1986. Т. 1. 224 с.
35. Повышение эффективности и надежности теплообменных аппаратов паротурбинных установок : учебное пособие / Ю. М. Бродов [и др.]. 2-е изд. Екатеринбург : УГТУ—УПИ, 2004. 467 с.
36. Мурманский Б. Е. Анализ характерных дефектов паровых турбин, проявившихся в условиях эксплуатации / Б. Е. Мурманский, Ю. М. Бродов, С. Л. Васенин // Тяжелое машиностроение. 2010. № 6. С. 2—5.
37. Показатели надежности основного и вспомогательного оборудования турбоустановок ТЭС Свердловэнерго / Ю. М. Бродов [и др.] // Электрические станции. 1997. № 5. С. 12—15.
38. Анализ показателей надежности вспомогательного оборудования энергоблоков / К. Э. Аронсон [и др.] // Теплоэнергетика. 2011. № 8.
39. Терентьев И. А. Оценка надежности турбин энергоблоков мощностью 300, 800 и 1200 МВт / И. А. Терентьев // Электрические станции. 1999. № 6. С. 2—5.
40. СО 34.20.608—2003 (РД 153-34.0-20.608—2003). Проект производства работ для ремонта энергетического оборудования электростанций. Требования к составу, содержанию и оформлению. Москва : РАО «ЕЭС», 2003. 14 с.
41. РД 34.20.602—98. Основные положения и требования договора на выполнение работ по ремонту оборудования электростанций. Москва : Минтопэнерго, 1998. 40 с.
42. СО 34.20.607—2002 (РД 153-34.1-20.607—2002). Методические указания по формированию смет и калькуляций на ремонт энергооборудования. Москва : РАО «ЕЭС», 2002. 34 с.
43. ГОСТ 3.1109—82. ЕСТД. Термины и определения основных понятий. Москва : Изд-во стандартов, 2003. 70 с.
44. СТО 702.38424.27.100.012—2008. Тепловые и гидравлические электростанции. Методика оценки качества ремонта энергетического оборудования. Основные положения. Стандарт РАО «ЕЭС России». Введ. 23.04.2007. Москва : РАО «ЕЭС России», 2007. 25 с.
45. Заика А. А. Сетевой график на электростанциях / А. А. Заика, Д. С. Богуславский. Москва : Энергия, 1970. 272 с.
46. Сверчков А. Н. Ремонт и наладка паровых турбин / А. Н. Сверчков. Москва : Госэнергоиздат, 1954. 532 с.
47. Смоленский А. Н. Паровые и газовые турбины / А. Н. Смоленский. Москва : Машиностроение, 1977. 288 с.
48. Хорпьяков В. А. Механизация ремонтных работ на тепловых электростанциях / В. А. Хорпьяков, Г. Л. Хрусталева. Москва : Энергоиздат, 1989. 120 с.
49. Шляхин П. Н. Краткий справочник по паротурбинным установкам / П. Н. Шляхин, М. Л. Бершадский. Москва : Энергия, 1970. 216 с.
50. Тепловые и атомные электростанции : справочник / под общ. ред. А. В. Клименко и В. М. Зорина. Москва : МЭИ, 2003. 648 с.
51. Энгель-Крон И. В. Ремонт паровых турбин / И. В. Энгель-Крон. Москва : Энергоиздат, 1981. 290 с.
52. Михайлов-Михеев П. Б. Справочник по металлическим материалам турбино- и моторостроения / П. Б. Михайлов-Михеев. Москва ; Ленинград : Машгиз, 1961. 839 с.
53. Стали и сплавы энергетического оборудования : справочник / С. Б. Рыжов, А. С. Зубченко, Ю. В. Каширский, Г. Ф. Банюк, М. М. Колосков, А. Ф. Дегтярев ; под ред. С. Б. Рыжова. Москва : Машиностроение, 2008. 958 с.
54. Физические свойства сталей и сплавов, применяемых в энергетике : справочник / под ред. Б. Е. Неймарка. Москва : Энергия, 1967. 240 с.
55. Антикайн П. А. Краткий справочник по металлам для оборудования и трубопроводов ТЭС / П. А. Антикайн. Москва : Энергоиздат, 1991. 168 с.
56. Дефекты стали : справочник / под ред. С. М. Новокщеновой, М. И. Виноград. Москва : Металлургия, 1984. 199 с.
57. Атлас дефектов стали / под ред. М. Л. Бернштейна. Москва : Металлургия, 1979. 187 с.
58. Исследование изломов. Методические рекомендации и атлас поврежденных деталей проточной части турбины / В. Ф. Резинских [и др.]. Москва : ВТИ, 1993. 132 с.
59. Бененсон Е. И. Теплофикационные паровые турбины / Е. И. Бененсон, Л. С. Иоффе. Москва : Энергоатомиздат, 1986. 272 с.
60. Жирицкий Г. С. Конструкция и расчет на прочность деталей паровых турбин / Г. С. Жирицкий. Москва : Госэнергоиздат, 1960. 311 с.
61. Лосев С. М. Паровые турбины и конденсационные устройства. Теория, конструкции и эксплуатация / С. М. Лосев. Москва : Госэнергоиздат, 1954. 368 с.
62. Паровая турбина К-300-240 ХТГЗ / под общ. ред. Ю. Ф. Косяка. Москва : Энергоатомиздат, 1982. 272 с.
63. Паровая турбина К-500-240 ХТГЗ / под общ. ред. В. Н. Саввина. Москва : Энергоатомиздат, 1984. 264 с.
64. Паровые турбины сверхкритических параметров ЛМЗ / под ред. А. П. Огурцова, В. К. Рыжкова. Москва : Энергоатомиздат, 1991. 384 с.

65. Новиков В. А. Технология производства и монтажа паровых и газовых турбин : учебное пособие / В. А. Новиков. Екатеринбург : УГТУ—УПИ, 2005. 670 с.
66. Швецов П. Д. Предупреждение аварий паровых турбин / П. Д. Швецов. Москва : ГНТИ машиностроительной литературы, 1953. 237 с.
67. Резинских В. Ф. Увеличение ресурса длительно работающих паровых турбин / В. Ф. Резинских, В. И. Гладштейн, Г. Д. Авруцкий. Москва : МЭИ, 2007. 296 с.
68. Молочек В. А. Ремонт паровых турбин / В. А. Молочек. Москва : Энергия, 1968. 376 с.
69. СО 153-34.17.421—2003. Типовая инструкция по контролю и продлению срока службы металла основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций. Москва : ОРГРЭС, 2003. 115 с.
70. РД 34.17.440—96. Методические указания о порядке проведения работ при оценке индивидуального ресурса паровых турбин и продлении срока их эксплуатации сверх паркового ресурса. Москва : ВТИ, 1996. 153 с.
71. РД 34.17.436—92. Индивидуальный контроль металла литых корпусных деталей паровых турбин тепловых электростанций. Москва : ВТИ, 1995. 25 с.
72. РД 34.17.402—87. Инструкция по контролю поверхности литых корпусных деталей паровых турбин электростанций до начала эксплуатации. Москва : Минэнергомаш, 1987.
73. РТМ 108.021.55—77. Ремонт покоробленных корпусов паровых турбин. Москва : Минэнерго, 1997. 47 с.
74. РД 108.021.112—88. Исправление дефектов в литых корпусных деталях паровых турбин и арматуры методом заварки без термической обработки. Ленинград : НПО ЦКТИ, 1988.
75. РД 34.17.206—85. Инструкция по технологии ремонтной заварки корпусных деталей паровых турбин и арматуры перлитными электродами без термической обработки. Москва : Минэнерго, 1985. 12 с.
76. СО 153-34.17.440—2003. Инструкция по продлению срока эксплуатации паровых турбин сверх паркового ресурса. Москва : ВТИ, 2003. 153 с.
77. Быстрицкий Н. Д. Диафрагмы паровых турбин / Н. Д. Быстрицкий. Москва : Машгиз, 1958. 163 с.
78. Абалаков Б. В. Монтаж и наладка турбоагрегатов и вспомогательного оборудования / Б. В. Абалаков, В. П. Банник, Б. И. Резников. Москва : Ленинград : Энергия, 1966. 320 с.
79. Анализ повреждаемости роторов, подшипников и систем маслоснабжения паровых турбин / Б. Е. Мурманский, П. Н. Плотников, А. С. Руденко, В. И. Демшин // Совершенствование турбин и турбинного оборудования : регион. сб. науч. ст. Екатеринбург, 2000. С. 142—150.
80. РД 34-30-506—90. Методические указания по нормализации тепловых расширений паровых турбин тепловых электростанций. Москва : Минэнерго, 1990. 40 с.
81. РД 34.17.406—82. Инструкция по контролю роторов паровых турбин со стороны осевого канала. Москва : Главтехуправление Минэнерго, 1982.
82. Ц-05—97(т). О предупреждении повреждений роторов высокого и среднего давления турбин ТЭС (центральных полостей роторов). Эксплуатационный циркуляр. Москва : Главтехуправление по эксплуатации энергосистем, 1997.
83. РД 34.17.450—98. Методические указания по ультразвуковому контролю без разлопачивания обода диска в районе верхних концентраторов Т-образного паза. Москва : ВТИ, 1999. 7 с.
84. РД 153-34.1-17.457—99. Методические указания по проведению акустико-эмиссионного контроля цельнокованных роторов паровых турбин ТЭС. Москва : ВТИ, 1999. 6 с.
85. МУ 34-70-167—87. Методические указания по магнитопорошковой дефектоскопии коррозионно-поврежденных рабочих лопаток паровых турбин в зоне фазового перехода. Москва : ВТИ, 1987. 10 с.
86. Инструкция по ультразвуковому контролю эрозийно-изношенных выходных кромок рабочих лопаток турбин. Москва : СПО Союзтехэнерго, 1979. 10 с.
87. РД 34.17.449—97. Методика вихревого контроля лопаток паровых турбин тепловых электростанций дефектоскопом «Зонд ВД—96». Москва : ВТИ, 1997. 27 с.
88. Левин А. В. Прочность и вибрация лопаток и дисков паровых турбин / А. В. Левин, К. Н. Боришанский, Е. Д. Консон. Москва : Машиностроение, 1981. 710 с.
89. Ц-01—00. О повреждениях рабочих лопаток последних ступеней роторов низкого давления: эксплуатационный циркуляр. Москва : Главтехуправление по эксплуатации энергосистем, 2000.
90. РД 34.30.507—92. Методические указания по предотвращению коррозионных повреждений дисков и лопаточного аппарата паровых турбин в зоне фазового перехода / Управление научно-технического развития корпорации Росэнерго. Москва : ВТИ, 1993. 110 с.
91. СО 153-34.17.462—2003. Инструкция о порядке оценки работоспособности рабочих лопаток паровых турбин в процессе изготовления, эксплуатации и ремонта. Москва : Минэнерго РФ, 2003. 22 с.
92. РД 153-34.1-17.462—00. Методические указания о порядке оценки работоспособности рабочих лопаток паровых турбин в процессе изготовления, эксплуатации и ремонта. Москва : РАО «ЕЭС», 2001. 38 с.
93. РД 34.30.605. Технологическая инструкция по замене лопаток паровых турбин. Москва : Союзтехэнерго, 1985. 63 с.
94. Ц-05—84 (т). О сборке, центровке муфт и системы РВД—РСД турбин К-300-240 ХТЗ и К-200-130 ЛМЗ: эксплуатационный циркуляр. Москва : Главтехуправление по эксплуатации энергосистем, 1984.
95. МУ 34-70-81—84. Методические указания по проведению ультразвукового контроля крепежа энергооборудования. Москва : СПО Союзтехэнерго, 1985.
96. Шаргородский В. С. Нормализация тепловых расширений мощных паровых турбин / В. С. Шаргородский, Л. А. Хоменок, М. К. Курмакаев // Электрические станции. 1996. № 6. С. 12—19.

97. Сборник распорядительных документов по эксплуатации энергосистем. Москва : ОРГРЭС, 1998. 239 с.
98. Розенберг С. Ш. Исследование мощных паровых турбин на электростанциях / С. Ш. Розенберг, Л. П. Сафонов, Л. А. Хоменок. Москва : Энергоатомиздат, 1994. 272 с.
99. Авруцкий Г. Д. Металлофторопластовая лента на поверхностях скольжения корпусов подшипников турбин / Г. Д. Авруцкий, С. Л. Дубровский, И. А. Савенкова // Теплоэнергетика. 1995. № 5. С. 62—65.
100. Применение твердосмазочных покрытий для нормализации температурных расширений цилиндров паровых турбин / Э. А. Дон [и др.] // Энергетик. 1997. № 11. С. 17—19.
101. ТУ РБ 100649721.030—2000. Элементы пар скольжения из литого композиционного материала. Москва : ЦКБ «Энергоремонт», 2000.
102. Бодашков Н. К. Эксплуатация паровых турбин / Н. К. Бодашков. Москва ; Ленинград : Госэнергоиздат, 1955. 264 с.
103. Обеспечение температурных расширений цилиндров турбин при реконструкции энергоблоков / Э. А. Дон [и др.] // Энергетик. 1995. № 2. С. 23—25.
104. Урьев Е. В. Основы надежности и технической диагностики турбомашин : учебное пособие / Е. В. Урьев. Екатеринбург : УГТУ—УПИ, 1996. 71 с.
105. Гольдин А. С. Вибрация роторных машин / А. С. Гольдин. Москва : Машиностроение, 1999. 344 с.
106. Рунов Б. Т. Исследование и устранение вибрации паровых турбоагрегатов / Б. Т. Рунов. Москва : Энергоиздат, 1982. 352 с.
107. Липсман С. И. Предупреждение и устранение вибрации роторных машин / С. И. Липсман, А. Т. Музыка, В. С. Липсман. Киев : Техника, 1967. 175 с.
108. Кальменс В. Я. Обеспечение вибронадежности роторных машин на основе методов подобию и моделирования / В. Я. Кальменс. Санкт-Петербург : СЗПИ, 1992. 373 с.
109. Костюк А. Г. Динамика и прочность турбомашин : учебник для вузов / А. Г. Костюк. Москва : МЭИ, 2000. 480 с.
110. РД 24.033.04—88. Методика комплексных вибрационных испытаний энергетических паротурбинных агрегатов. Москва : Минэнергогтяжмаш, 1989. 25 с.
111. ГОСТ 27164—86. Аппаратура специального назначения для эксплуатационного контроля вибрации подшипников крупных стационарных агрегатов. Технические требования. Минск : Изд-во стандартов, 1988. 6 с.
112. ГОСТ 27165—97. Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации валопроводов и общие требования к проведению измерений. Минск : Изд-во стандартов, 1998. 7 с.
113. Виброакустическая диагностика зарождающихся дефектов / под ред. М. Д. Генкина. Москва : Наука, 1984. 363 с.
114. Развитие систем диагностики процессов и оборудования энергоблока с реактором БН-600 / А. Г. Шейнкман [и др.]. Екатеринбург : УрО РАН, 1994. 109 с.
115. Олимпиев В. И. Влияние погрешностей изготовления и монтажа на спектр вибрации турбоагрегата / В. И. Олимпиев // Тяжелое машиностроение. 1992. № 11. С. 21—24.
116. Винокуров И. В. Опыт диагностики состояния турбоагрегата по спектру вибрации / И. В. Винокуров // Труды ЦКТИ. 1989. Вып. 251. С. 81—84.
117. Винокуров И. В. Диагностические признаки в вибрационном поведении действующих паротурбинных агрегатов / И. В. Винокуров, В. С. Медведь // Труды ЦКТИ. 1992. Вып. 273. С. 9—26.
118. Косяк Ю. Ф. О работе сегментных опорных подшипников при внезапной аварийной разбалансировке турбины / Ю. Ф. Косяк, М. Г. Вишневецкий // Теплоэнергетика. 1991. № 7. С. 36—38.
119. Разработка системы вибрационной диагностики турбоагрегата Т-250/300-240 / А. З. Зиле [и др.] // Вибрационная надежность паротурбинных агрегатов : сб. науч. тр. Москва : ВТИ, 1986. С. 88—94.
120. Ковалев И. А. Цели и задачи технической диагностики / И. А. Ковалев // Труды ЦКТИ. 1992. Вып. 273. С. 3—8.
121. Олимпиев В. И. Фоновый спектр вибрации и вибродиагностика неисправностей энергетического турбоагрегата / В. И. Олимпиев // Труды ЦКТИ. 1992. Вып. 273. С. 34—42.
122. Коваль Г. С. Контроль величины колебаний роторов при пуске турбоагрегатов / Г. С. Коваль, Б. Д. Кузнецов // Повышение надежности и экономичности энергоблоков : сб. науч. тр. Челябинск : УралВТИ, 1973. Вып. 1. С. 70—79.
123. Дон Э. А. Расцентровка подшипников турбоагрегата / Э. А. Дон, В. П. Осоловский. Москва : Энергоиздат, 1994. 192 с.
124. Гольдин А. С. Технические требования к автоматизированным системам контроля вибрации и вибродиагностики, внедряемым на электростанциях АО «Мосэнерго» / А. С. Гольдин. Москва : Мосэнерго, 1995. 10 с.
125. Олимпиев В. И. Влияние подшипников скольжения на полигармоническую вибрацию энергетического турбоагрегата / В. И. Олимпиев, И. Л. Голод // Труды ЦКТИ. 1991. Вып. 265. С. 102—108.
126. Дон Э. А. Выявление повреждений муфтового соединения трехопорной системы РВД—РСД паровых турбин средствами вибрационной диагностики / Э. А. Дон, Г. А. Авруцкий // Вибрационная надежность паротурбинных агрегатов : сб. науч. тр. Москва : ВТИ, 1986. С. 81—84.
127. Салимон А. В. Диагностика места изменения распределенного дисбаланса валопровода турбоагрегата и задеваний ротора о статор / А. В. Салимон, В. А. Рузский, Г. А. Полищук // Вибрационная надежность паротурбинных агрегатов : сб. науч. тр. Москва : ВТИ, 1986. С. 62—71.
128. Инденбаум В. С. Ревизия и ремонт паровых турбин коммунальных электростанций / В. С. Инденбаум, М. А. Случаев. Москва : Мин-во коммунал. хоз-ва РСФСР, 1954. 211 с.

129. Банник В. П. Монтаж паровых турбин / В. П. Банник, М. А. Случаев. Москва : Госэнергоиздат, 1959. 320 с.
130. Урьев Е. В. Вибрационная надежность и диагностика турбомашин. Ч. 1. Вибрация и балансировка : учебное пособие / Е. В. Урьев. Екатеринбург : УГТУ—УПИ, 2003. 200 с.
131. Тимошенко С. П. Колебания в инженерном деле / С. П. Тимошенко. Москва : Госиздатфизматлитературы, 1959. 436 с.
132. МУ 34-70-162—87. Методические указания по балансировке многоопорных валопроводов турбоагрегатов на электростанциях. Москва : Союзтехэнерго, 1988. 125 с.
133. РД 34.30.602—75. Методические указания по динамической балансировке роторов на станке маятникового типа. Москва : ОРГРЭС, 1975. 97 с.
134. Сперлин С. С. Механическая наладка паровых турбоагрегатов : справочное пособие / С. С. Сперлин. Санкт-Петербург : Недра, 2006. 252 с.
135. МУ 034-70-088—84. Методические указания по определению расцентровок валопроводов турбоагрегатов: Изменение №1 к вышеуказанному документу РД 34.30.601—84 Главтехуправления Минэнерго СССР, 10.08.89. Москва : Главтехуправление Минэнерго СССР, 1991. 16 с.
136. Шостакович Б. В. Методика центровки паровых турбин / Б. В. Шостакович. Москва : Госэнергоиздат, 1950. 159 с.
137. Милютин А. В. Центровка турбин и других вращающихся агрегатов тепловых электростанций / А. В. Милютин. Москва : Энергия, 1968. 104 с.
138. Центровка подшипников турбоагрегата без разборки муфтовых соединений валопровода / Э. А. Дон, Т. С. Конторович, В. И. Олимпиев, Г. М. Мейерович // Теплоэнергетика. 2000. № 2. С. 21—24.
139. Агапов А. П. Ремонт, наладка и испытания систем регулирования паровых турбин / А. П. Агапов, А. М. Балашов, Р. А. Фрегейт. Москва : Энергия, 1976. 120 с.
140. Карасюк В. А. Ремонт и наладка систем регулирования теплофикационных турбин / В. А. Карасюк, А. М. Балашов. Москва : Энергоиздат, 1994. 128 с.
141. Щегляев А. В. Регулирование и автоматизация паровых турбин / А. В. Щегляев. Москва ; Ленинград : ОНТИ, 1938.
142. Леснов В. А. Регулирование и автоматизация турбин / В. А. Леснов. Москва : Машиностроение, 1980.
143. Щегляев А. В. Регулирование паровых турбин / А. В. Щегляев, С. Г. Смелъницкий. Москва ; Ленинград : Госэнергоиздат, 1962. 255 с.
144. РТМ 108.020.126—80. Методика расчета и проектирования охладителей масла для систем маслоснабжения турбоустановок. Ленинград : ЦКТИ, 1982. 76 с.
145. Казанский В. Н. Подшипники и системы смазывания паровых турбин / В. Н. Казанский, А. Е. Языков, Н. З. Беликова ; под общ. ред. В. Н. Казанского. 3-е изд., перераб. и доп. Челябинск : Цицеро, 2004. 484 с.
146. Пермяков В. А. Теплообменники вязких жидкостей, применяемые на электростанциях / В. А. Пермяков, Е. С. Левин, Г. В. Дивова. Ленинград : Энергоатомиздат, 1983. 175 с.
147. Бродов Ю. М. Маслоохладители в системах маслоснабжения турбоустановок / Ю. М. Бродов, К. Э. Аронсон, А. Ю. Рябчиков. Екатеринбург : УГТУ, 1996. 103 с.
148. ОСТ 108.005.15—82. Отраслевая система управления качеством продукции в энергетическом машиностроении. Оценка уровня качества энергетического теплообменного оборудования электростанций. Введ. 01.01.83. Ленинград : НПО ЦКТИ, 1983. 37 с.
149. Типовое руководство по эксплуатации сосудов систем регенерации паротурбинных установок ТЭС. Москва : Энергетические технологии, 2008. 140 с.
150. Смешивающие подогреватели паровых турбин / В. Ф. Ермолов [и др.]. Москва : Энергоиздат, 1982. 207 с.
151. ГОСТ 9916—77. Маслоохладители для стационарных паровых и газовых турбин. Технические условия. Москва : Изд-во стандартов, 1985. 7 с.
152. Пермяков В. А. Кожухотрубные теплообменные аппараты нового поколения для систем тепловодоснабжения / В. А. Пермяков, К. В. Пермяков. Санкт-Петербург : ПЭИПК, 2010. 160 с.
153. Выбор материала трубных систем теплообменных аппаратов паротурбинных установок / Ю. М. Бродов, К. Э. Аронсон, М. А. Ниренштейн, А. Ю. Рябчиков, П. Н. Плотников // Теплоэнергетика. 2003. № 5. С. 50—55.
154. Ремонт кожухотрубчатых теплообменников / В. Л. Каган, И. Г. Богородский, Д. В. Штуркин, И. И. Богородский. Волгоград : Панорама, 2009. 192 с.
155. Инструмент для изготовления и ремонта теплообменного оборудования : каталог. Санкт-Петербург : ГМТУ, 2009. 48 с.
156. МУ 34-70-001—82. Методические указания по испытанию сетевых подогревателей. Москва : СПО Союзтехэнерго, 1982. 48 с.
157. МУ 34-70-005—82. Методические указания по испытанию поверхностных подогревателей низкого давления. Москва : СПО Союзтехэнерго, 1982. 28 с.
158. МУ 34-70-006—82. Методические указания по испытанию подогревателей высокого давления. Москва : СПО Союзтехэнерго, 1982. 52 с.
159. МУ 34-70-010—82. Методические указания по испытаниям конденсационных установок паровых турбин. Москва : СПО Союзтехэнерго, 1982. 68 с.
160. НР-34-00-004—82. Нормы времени на ремонт оборудования турбинных установок мощностью 25—100 МВт. Москва : СПО Союзтехэнерго, 1982. Вып. 2. 82 с.

161. Нормы времени на ремонт турбинных установок К-160-130 ХТГЗ, К-200-130 ЛМЗ, К-300-240 ЛМЗ, К-300-240 ХТГЗ. Москва : ЦОТЭнерго, 1994. Ч. 1. 202 с. Ч. 2. 42 с.
162. Нормы времени на ремонт турбинных установок К-500-240 ХТГЗ, К-800-240 ЛМЗ. Москва : ЦОТЭнерго, 1994. Ч. 1. 202 с. Ч. 2. 78 с.
163. ТУ 34-38-20130—94. Подогреватели поверхностные низкого давления для систем регенерации паровых турбин. Технические условия на капитальный ремонт. Введ. 01.01.95. Москва : ЦКБ Энергоремонт, 1994. 45 с.
164. ТУ 34-38-20092—94. Подогреватели поверхностные высокого давления для систем регенерации паровых турбин. Технические условия на капитальный ремонт. Введ. 01.01.95. Москва : ЦКБ Энергоремонт, 1994. 45 с.
165. ПБ 03-576—03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. Москва : НТЦ «Промышленная безопасность», 2005. 192 с.
166. НР-34-00-007—82. Нормы времени на ремонт общестанционного оборудования. Москва : СПО Союзтехэнерго, 1982. 60 с.
167. Нормы времени на ремонт общестанционного оборудования. Москва : ЦОТЭнерго, 1993. 75 с.
168. ПБ 03-585—03. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Санкт-Петербург : ЦОТПБСП, 2003. 142 с.
169. ПБ 10-573—03. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. Сер. 10. Вып. 28. Москва : Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003. 128 с.
170. ПБ 12-529—03. Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления. Сер. 12. Вып. 4. Москва : Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003. 200 с.
171. ГОСТ 28338—89. Соединения трубопроводов и арматура. Проходы условные (размеры номинальные). Ряды. Москва : Стандартинформ, 2006. 4 с.
172. Боровков В. М. Изготовление и монтаж технологических трубопроводов : учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / В. М. Боровков, А. А. Калютник. Москва : Издательский центр «Академия», 2007. 240 с.
173. ГОСТ 356—80. Арматура и детали трубопроводов. Давления условные, пробные и рабочие. Ряды. Москва : Стандартинформ, 2006. 20 с.
174. Гуревич Д. Ф. Справочник конструктора трубопроводной арматуры / Д. Ф. Гуревич, О. Н. Шпаков. Ленинград : Машиностроение, 1987. 518 с.
175. Имбрицкий М. И. Справочник по трубопроводам и арматуре для тепловых электрических станций / М. И. Имбрицкий, А. П. Никитин. Москва : Госэнергоиздат 1962. 287 с.
176. Никитина И. К. Справочник по трубопроводам тепловых электростанций / И. К. Никитина. Москва : Энергоатомиздат, 1983. 170 с.
177. ГОСТ 12815—80. Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов. Москва : Изд-во стандартов, 2003. 19 с.
178. РД 153-34.1-003—01. Сварка, термообработка и контроль трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте энергетического оборудования / Разраб. ЗАО «Прочность МК». Москва : ПИО ОБТ, 2001. 40 с.
179. СНиП 2.04.12—86. Расчет на прочность стальных трубопроводов / Госстрой России. Москва : ГУП ЦПП, 2001. 17 с.
180. Рудомино Б. В. Проектирование трубопроводов тепловых электростанций / Б. В. Рудомино, Ю. Н. Ремжин. Ленинград : Энергия, 1970. 208 с.
181. РД 153-34.1-39.401—00. Методические указания по наладке трубопроводов тепловых электростанций, находящихся в эксплуатации. Москва : СПО ОРГРЭС, 2001. 65 с.
182. Расчет и конструирование трубопроводов : справочное пособие / Б. В. Зверьков [и др.]. Ленинград : Машиностроение, 1979. 246 с.
183. СНиП 41-03—2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Москва : Госстрой России: ФГУП ЦПП, 2004. 25 с.
184. РД 34.20.141 (НР 34-70-118—87). Нормы проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования тепловых и атомных электростанций. Москва : СПО Союзтехэнерго, 1987. 48 с.
185. Бельский В. И. Тепловая изоляция : справочник по специальным работам / В. И. Бельский, А. А. Бороздин, Н. М. Зеликсон. Москва : Стройиздат, 1973. 439 с.
186. Шойхет Б. М. Теплоизоляция: материалы, конструкции, технологии : справочное пособие / Б. М. Шойхет, Л. В. Ставрицкая, С. Д. Соколова ; под ред. С. М. Кочергина. Москва : Стройинформ, 2008. 440 с.
187. ГОСТ 21880—94. Маты прошивные из минеральной ваты теплоизоляционные. Москва : Изд-во стандартов, 2002. 12 с.
188. ГОСТ 9573—96. Плиты из минеральной ваты на синтетическом связующем теплоизоляционные. Москва : Изд-во стандартов, 2001. 15 с.
189. ГОСТ 10499—95. Изделия теплоизоляционные из стеклянного штапельного волокна. Москва : Изд-во стандартов, 1996. 12 с.
190. СНиП 41-02—2003. Тепловые сети. Москва : ФГУП ЦПП, 2004. 35 с.
191. ГОСТ 30244—94. Материалы строительные. Методы испытаний на горючесть. Москва : Стандартинформ, 2006. 19 с.
192. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов / Е. Я. Соколов. Москва : МЭИ, 2001. 472 с.

193. *Тихомиров И. Г.* Справочник теплотехника предприятий черной металлургии : в 2 т. / И. Г. Тихомиров. Москва : ГНТИ литературы по черной и цветной металлургии, 1954. Т. 2. 782 с.
194. *Есарев В. И.* Компенсаторы для трубопроводов электростанций / В. И. Есарев. Москва : Энергоиздат, 1983. 80 с.
195. РД 153-34.0-39.604—00. Методические указания по раскреплению опорно-подвесной системы при ремонте трубопроводов и приемке опорно-подвесной системы креплений после завершения ремонтных работ. Москва : СПО ОРГРЭС, 2001. 18 с.
196. Руководство по ремонту трубопроводов тепловых электростанций. Москва : СЦНТИ ОРГРЭС, 1974. 128 с.
197. *Нахалов В. А.* Регулировка креплений трубопроводов тепловых электростанций / В. А. Нахалов, Р. К. Балашова. Москва : Энергия, 1975.
198. ОСТ 108.764.01—80. Пружины винтовые цилиндрические для подвесок трубопроводов ТЭС и АЭС. Москва : Минэнергомаш, 1980. 10 с.
199. Инструкция по монтажу и регулировке пружинных креплений паропроводов / Минэнерго СССР. Москва : СЦНТИ ОРГРЭС, 1974. 24 с.
200. РД 10-577—03. Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций. Москва : Госгортехнадзор России, 2003. 54 с.
201. СО 153-34.17.464—2003. Инструкция по продлению сроков службы трубопроводов II, III и IV категорий. Москва : ОРГРЭС, 2004. 57 с.
202. РД 10-16—92. Методические указания по обследованию предприятий, эксплуатирующих паровые и водогрейные котлы, сосуды, работающие под давлением, трубопроводы пара и горячей воды (в ред. Изменения № 1 : утв. Постановлением Госгортехнадзора РФ от 16.06.2000 № 33). Москва : Госгортехнадзор России, 2001. 16 с.
203. ГОСТ 9651—84. Металлы. Методы испытаний на растяжение при повышенных температурах. Москва : Изд-во стандартов, 1986. 6 с.
204. *Кижнер А. Х.* Ремонт пароводяной арматуры энергетических блоков / А. Х. Кижнер, И. И. Корзун. Москва : Энергия, 1976. 87 с.
205. *Кижнер А. Х.* Специальная арматура атомных электростанций и ее ремонт / А. Х. Кижнер. Москва : Энергоиздат, 1981. 104 с.
206. *Смирнов Г. М.* Монтаж трубопроводов тепловых электростанций / Г. М. Смирнов. Москва : Энергия, 1971. 304 с.
207. РД 153-34.1-39.603—99. Руководство по ремонту арматуры высоких параметров. Москва : СПО ОРГРЭС, 2000. 31 с.
208. *Черноштан В. И.* Трубопроводная арматура ТЭС : справочное пособие / В. И. Черноштан, В. А. Кузнецов. Москва : МЭИ, 2001. 368 с.
209. ГОСТ 9544—2005. Арматура трубопроводная запорная. Классы и нормы герметичности затворов. Москва : Стандартинформ, 2008. 12 с.
210. ГОСТ 17398—72. Насосы. Термины и определения. Москва : Изд-во стандартов, 1987. 36 с.
211. *Рихтер Л. А.* Вспомогательное оборудование тепловых электростанций : учебное пособие для вузов / Л. А. Рихтер, Д. П. Елизаров, В. М. Лавыгин. Москва : Энергоатомиздат, 1987. 216 с.
212. *Малюшенко В. В.* Энергетические насосы : справочное пособие / В. В. Малюшенко, А. К. Михайлов. Москва : Энергоиздат, 1981. 200 с.
213. *Мутовин А. Т.* Совершенствование турбинного оборудования тепловых электростанций / А. Т. Мутовин. Екатеринбург : УралОРГРЭС, 2010. 384 с.
214. *Елизаров Д. П.* Теплоэнергетические установки электростанций : учебник для вузов / Д. П. Елизаров. Москва : Энергоиздат, 1982. 264 с.
215. *Чегурко Л. Е.* Справочное пособие машиниста лопастных насосных установок и персонала тепловых электрических станций / Л. Е. Чегурко. Челябинск : УТЛ, 2006. 158 с.
216. *Чегурко Л. Е.* Центробежные энергетические насосы, их неисправности и методы устранения / Л. Е. Чегурко. Челябинск : УТЛ, 2002. 104 с.
217. *Капелович Б. Э.* Эксплуатация и ремонт паротурбинных установок : учебник для техникумов / Б. Э. Капелович, И. Г. Логинов. Москва : Энергоатомиздат, 1988. 176 с.
218. *Ящур А. И.* Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования : справочник / А. И. Ящур. Москва : НЦ ЭНАС, 2006. 504 с.
219. *Кузнецов В. Л.* Ремонт крупных осевых и центробежных насосов : справочник / В. Л. Кузнецов, И. В. Кузнецов, Р. А. Очилов. Москва : Энергоатомиздат, 1996. 240 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3



Таблица ПЗ.1

**Сортамент труб стационарных трубопроводов высокого давления в зависимости
от нормального давления и температуры среды для расчетного срока их работы 100 тыс. ч**

Размеры труб, мм			Масса 1 м трубы, кг	Марка стали, технические условия	Технические условия на поставку труб
Условный проход D_y	Наружный диаметр и толщина стенки $D_n \times S$	Внутренний диаметр $D_{вн}$			
$p_{ном} = 255 \text{ кгс/см}^2, t = 560/545 \text{ }^\circ\text{C}$					
10 20 40 65 100 125	16×3,0 28×5,5 57×11,0 108×22,0 159×30,0 194×36,0	10 17 35 64 99 122	0,96 3,05 12,71 47,52 100,80 148,21	12X1МФ, ТУ 14-3-460—75	ТУ 14-3-460—75
150 175 200 250	245×45,0 273×45,0 325×60,0 377×60,0	155 183 205 257	230,56 267,95 414,34 497,05	15X1М1Ф, ТУ 14-3-460—75	
300	465×75,0	315	764,18	15X1М1Ф, ТУ 14-3-420—75	ТУ 14-3-420—75
$p_{ном} = 140 \text{ кгс/см}^2, t = 560/545 \text{ }^\circ\text{C}$					
10 20 50 100 175 200 250	16×2,5 28×3,5 76×10,0 133×16,0 219×25,0 273×32,0 325×38,0	11 21 56 101 169 209 243	0,83 2,11 16,52 43,12 127,33 202,40 286,24	12X1МФ, ТУ 14-3-460—75	ТУ 14-3-460—75
300	377×45,0	287	392,03	15X1М1Ф, ТУ 14-3-460—75	ТУ 14-3-460—75
$p_{ном} = 100 \text{ кгс/см}^2, t = 540 \text{ }^\circ\text{C}$					
10 20 65 100 125 150 175 225 250	16×2,5 28×2,5 76×7,0 133×11,0 159×13,0 194×16,0 219×18,0 273×22,0 325×25,0	11 23 62 111 133 162 183 229 273	0,83 1,57 12,18 35,34 49,98 74,99 95,87 145,42 204,74	12X1МФ, ТУ 14-3-460—75	ТУ 14-3-460—75

Продолжение табл. ПЗ.1

Размеры труб, мм			Масса 1 м трубы, кг	Марка стали, технические условия	Технические условия на поставку труб
Условный проход D_y	Наружный диаметр и толщина стенки $D_n \times S$	Внутренний диаметр $D_{вн}$			
$p_{ном} = 41 \text{ кгс/см}^2, t = 545 \text{ }^\circ\text{C}$					
10 20 50 100 150 250 350 400 430	16×2,5 28×2,5 57×3,0 108×4,5 159×7,0 273×11,0 377×17,0 426×18,0 465×19,0	11 23 51 99 145 251 343 390 427	0,83 1,57 4,00 11,76 28,11 76,16 163,45 196,11 226,41	12X1МФ, ТУ 14-3-460—75	ТУ 14-3-460—75
500 600 700	550×25,0 630×25,0 720×22,0	500 580 676	325,00 375,00 382,20	12X1МФ, ТУ 14-3-460—75	ТУ 14-3-460—75
$p_{ном} = 380 \text{ кгс/см}^2, t = 280 \text{ }^\circ\text{C}$					
10 20 50 100 150 200 250 300	16×2,5 28×3,5 57×7,0 133×16,0 194×24,0 273×32,0 325×40,0 377×45,0	11 21 43 101 146 204 245 287	0,83 2,11 8,81 49,12 107,01 202,4 299,03 392,03	15ГС, ТУ 14-3-420—75	ТУ 14-3-460—75
325	426×50,0	326	493,43	15ГС, ТУ 14-3-430—75	ТУ 14-3-460—75
350 400	465×56,0 530×65,0	353 400	600,67 793,00	15ГС, ТУ 14-3-420—75	ТУ 14-3-420—75
500	630×80,0	470	1087,50	18ГС, ТУ 3-923—75	ТУ 3-923—75
$p_{ном} = 230 \text{ кгс/см}^2, t = 230 \text{ }^\circ\text{C}$ $p_{ном} = 185 \text{ кгс/см}^2, t = 215 \text{ }^\circ\text{C}$					
10 20 65	16×2,0 28×3,0 76×7,5	12 22 61	0,63 1,85 12,95	20, ТУ 14-3-460—75	ТУ 14-3-460—75
100 150 175 225 250 300	133×10,0 194×15,0 219×16,0 273×20,0 325×24,0 377×28,0	113 164 187 233 277 321	32,41 70,73 85,59 133,34 190,36 257,49	15ГС, ТУ 14-3-460—75	ТУ 14-3-480—75

Окончание табл. ПЗ.1

Размеры труб, мм			Масса 1 м трубы, кг	Марка стали, технические условия	Технические условия на поставку труб
Условный проход D_y	Наружный диаметр и толщина стенки $D_n \times S$	Внутренний диаметр $D_{вн}$			
$p_{ном} = 40 \text{ кгс/см}^2, t = 440 \text{ }^\circ\text{C}$ $p_{ном} = 76 \text{ кгс/см}^2, t = 145 \text{ }^\circ\text{C}$					
10 20 25 32 50 65 80 100 125 150 200 250 300	16×2,0 28×3,0 32×3,0 38×3,0 57×3,5 76×3,5 89×4,0 108×4,5 133×5,0 194×7,0 219×3,0 273×10,0 325×13,0	12 22 26 32 50 69 81 99 123 145 201 253 299	0,69 1,85 2,15 2,59 4,72 6,41 8,58 11,76 16,92 28,11 49,94 69,52 107,19	20, ТУ 14-3-460—75	ТУ 14-3-460—75
$p_{ном} = 44 \text{ кгс/см}^2, t = 340 \text{ }^\circ\text{C}$					
10 20 25 32 50 65 80 100 125 150 200 250 300 350 400 450	16×2,0 28×3,0 32×3,0 38×3,0 57×3,5 76×3,5 89×4,0 108×4,5 133×5,0 159×7,0 219×9,0 273×10,0 325×13,0 377×13,0 426×11,0 465×16,0	12 22 26 32 50 69 81 99 123 145 201 253 299 351 398 433	0,69 1,85 2,15 2,59 4,72 6,41 8,58 11,76 16,92 28,11 49,94 69,52 107,19 126,50 154,22 192,06	20, ТУ 14-3-460—75	ТУ 14-3-460—75
600 700	630×17,0 720×22,0	596 676	257,50 382,20	16ГС, ТУ 3-923—75	ТУ 3-923—75

Примечание. Сортамент труб приведен на основании следующих отраслевых стандартов:

для параметров $p_{ном} = 255 \text{ кгс/см}^2, t = 560/545 \text{ }^\circ\text{C}$ по НО 769—66;
 для параметров $p_{ном} = 140 \text{ кгс/см}^2, t = 560 \text{ }^\circ\text{C}$ по ОСТ 24.320.05; для $t = 545 \text{ }^\circ\text{C}$ по ОСТ 24.320.06;
 для параметров $p_{ном} = 100 \text{ кгс/см}^2, t = 540 \text{ }^\circ\text{C}$ по изменению № 1 1982 г. к ОСТ 108.320.103.78;
 для параметров $p_{ном} = 41 \text{ кгс/см}^2, t = 545 \text{ }^\circ\text{C}$ по ОСТ 24.320.08;
 для параметров $p_{ном} = 380 \text{ кгс/см}^2, t = 280 \text{ }^\circ\text{C}$ по НО 1073—66;
 для параметров $p_{ном} = 230 \text{ кгс/см}^2, t = 230 \text{ }^\circ\text{C}$ по ОСТ 24.320.09;
 для параметров $p_{ном} = 185 \text{ кгс/см}^2, t = 215 \text{ }^\circ\text{C}$ по ОСТ 24.320.08;
 для параметров $p_{ном} = 40 \text{ кгс/см}^2, t = 440 \text{ }^\circ\text{C}$ по ОСТ 24.320.10;
 для параметров $p_{ном} = 76 \text{ кгс/см}^2, t = 145 \text{ }^\circ\text{C}$ по ОСТ 24.320.10;
 для параметров $p_{ном} = 44 \text{ кгс/см}^2, t = 340 \text{ }^\circ\text{C}$ по ОСТ 24.320.11.

Таблица П3.2

Сортамент труб стационарных трубопроводов высокого давления в зависимости от номинального давления и температуры среды для расчетного срока их работы 200 тыс. ч

Размеры труб, мм			Масса 1 м трубы, кг	Марка стали, технические условия	Технические условия на поставку труб	
Условный проход D_y	Наружный диаметр и толщина стенки $D_n \times S$	Внутренний диаметр $D_{ин}$				
$p_{ном} = 255 \text{ кгс/см}^2, t = 545 \text{ }^\circ\text{C}$						
10 15	16×3,0 28×6,0	9 16	1,08 3,26	12X1МФ, ТУ 14-3-460—75	ТУ 14-3-460—75	
32 65 100 125 150 175 200	57×13,0 108×22,0 159×32,0 194×38,0 245×48,0 273×52,0 325×60,0	31 64 95 118 149 169 205	14,34 47,52 105,70 154,28 246,09 301,20 414,30	15X1М1Ф, ТУ 14-3-460—75		
225 250 300	377×70,0 426×80,0 465×80,0	237 266 305	535,00 720,70 803,40	15X1М1Ф, ТУ 14-3-420—75		ТУ 14-3-420—75
$p_{ном} = 140 \text{ кгс/см}^2, t = 560/545 \text{ }^\circ\text{C}$						
10 20 50 100 150 175	16×2,5 28×4,5 76×13,0 133×29,0 219×32,0* 219×32,0*	11 19 50 93 155 163	0,83 2,61 20,59 59,12 156,60 140,21	12X1МФ, ТУ 14-3-460—75		ТУ 14-3-460—75
200 250 300	273×36,0* 273×32,0* 325×38,0* 377×50,0*	201 209 249 277	223,60 202,40 286,24 428,40	15X1М1Ф, ТУ 14-3-460—75		
$p_{ном} = 100 \text{ кгс/см}^2, t = 540 \text{ }^\circ\text{C}$						
10 20 65	16×2,5 28×3,0 76×9,0	11 22 58	0,83 1,85 15,19	12X1МФ, ТУ 14-3-460—75	ТУ 14-3-460—75	
100 125 150 175 225 250	133×13,0 159×15,0 194×18,0 219×20,0 273×24,0 325×28,0	107 129 158 179 225 269	41,02 58,81 83,34 104,71 157,28 218,89	15X1М1Ф, ТУ 14-3-420—75		

Продолжение табл. ПЗ.2

Размеры труб, мм			Масса 1 м трубы, кг	Марка стали, технические условия	Технические условия на поставку труб
Условный проход D_y	Наружный диаметр и толщина стенки $D_n \times S$	Внутренний диаметр $D_{вн}$			
$p_{ном} = 41 \text{ кгс/см}^2, t = 545 \text{ }^\circ\text{C}$					
10 20 50 100 150 250 350 400 450	16×2,5 28×3,0 57×3,5 108×6,0 159×8,0 273×13,0 377×17,0 426×19,0 465×22,0	11 22 50 96 143 247 343 388 421	0,83 1,85 4,72 15,45 31,90 89,27 168,45 206,53 257,40	12X1MΦ, ТУ 14-3-460—75	ТУ 14-3-460—75
500	550×25,0	480	343,71	15X1M1Φ, ТУ 14-3-420—75	ТУ 14-3-420—75
600 700	630×28,0 720×25,0**	574 670	425,00 438,00	15X1M1Φ, ТУ 3-923—75	ТУ 3-923—75
$p_{ном} = 380 \text{ кгс/см}^2, t = 280 \text{ }^\circ\text{C}$					
10 20 40 100	16×2,5 28×4,0 57×9,0 133×18,0	11 20 39 97	0,83 2,37 10,87 54,23	15ГС, ТУ 14-3-460—75	ТУ 14-3-460—75
150 200 250 300	194×26,0 273×36,0 325×42,0 377×50,0	142 201 241 277	114,45 223,60 311,58 428,46	15ГС, ТУ 14-3-460—75	ТУ 14-3-460—75
350 400	465×60,0 530×65,0**	345 400	636,80 794,00	15ГС, ТУ 14-3-420—75	ТУ 14-3-420—75
$p_{ном} = 230 \text{ кгс/см}^2, t = 250 \text{ }^\circ\text{C}$ $p_{ном} = 185 \text{ кгс/см}^2, t = 250 \text{ }^\circ\text{C}$					
10 20	16×2,0 28×3,0	12 22	0,69 1,85	20, ТУ 14-3-460—75	ТУ 14-3-460—75

Продолжение табл. ПЗ.2

Размеры труб, мм			Масса 1 м трубы, кг	Марка стали, технические условия	Технические условия на поставку труб		
Условный проход D_y	Наружный диаметр и толщина стенки $D_n \times S$	Внутренний диаметр $D_{вн}$					
$p_{ном} = 230 \text{ кгс/см}^2, t = 250 \text{ }^\circ\text{C}$ $p_{ном} = 185 \text{ кгс/см}^2, t = 250 \text{ }^\circ\text{C}$							
65 100 150 175 225 250 300 350	76×9,0 133×13,0 194×17,0*** 194×15,0*** 219×19,0*** 219×15,0*** 273×24,0*** 273×19,0*** 325×28,0*** 325×22,0*** 377×32,0*** 377×26,0*** 426×36,0***	58 107 160 164 181 187 225 235 269 281 313 325 354	15,19 41,02 79,19 70,73 100,02 85,59 157,28 127,32 218,89 175,76 290,63 240,58 369,62	12Х1МФ, ТУ 14-3-460—75	ТУ 14-3-480—75		
$p_{ном} = 40 \text{ кгс/см}^2, t = 440 \text{ }^\circ\text{C}$ $p_{ном} = 76 \text{ кгс/см}^2, t = 145 \text{ }^\circ\text{C}$							
10 20 25 32 50 80 100 125 150 200 250 300	16×2,0 28×3,0 32×3,0 38×3,0 57×3,5 89×6,0 108×8,0**** 108×6,0**** 189×9,0 219×13,0 273×16,0 325×19,0	12 22 26 32 50 77 92 96 141 193 241 287	0,69 1,85 2,15 2,59 4,72 12,56 20,18 15,45 35,63 70,66 108,50 138,28			20, ТУ 14-3-460—75	ТУ 14-3-460—75

Окончание табл. ПЗ.2

Размеры труб, мм			Масса 1 м трубы, кг	Марка стали, технические условия	Технические условия на поставку труб
Условный проход D_y	Наружный диаметр и толщина стенки $D_n \times S$	Внутренний диаметр $D_{вн}$			
$p_{ном} = 44 \text{ кгс/см}^2, t = 340 \text{ }^\circ\text{C}$					
10	16×2,0	12	0,69	20, ТУ 14-3-460—75	ТУ 14-3-460—75
20	28×3,0	22	1,85		
25	32×3,0	26	2,15		
32	38×3,0	32	2,59		
50	57×3,5	50	4,72		
65	76×3,5	69	6,41		
80	89×4,0	81	8,58		
100	108×6,0	96	15,45		
150	159×7,0	145	28,11		
200	219×9,0	201	49,94		
250	273×10,0	253	69,52		
300	325×13,0	299	107,19		
350	377×13,0	351	126,50		
400	426×15,0	396	164,80		
450	465×16,0	433	192,06		
600	630×17,0	596	257,50	16ГС, ГОСТ 19282—73	ТУ 3-923—75
700	720×22,0	676	382,20		

Примечания. * Трубы 219×32,0, 273×36,0 и 377×50,0 для $p_{ном} = 140 \text{ кгс/см}^2, t = 560 \text{ }^\circ\text{C}$; трубы 219×28,0, 273×32,0 и 325×38,0 для $p_{ном} = 140 \text{ кгс/см}^2, t = 545 \text{ }^\circ\text{C}$.

** Для прямых участков трубопровода.

*** Трубы 194×15,0, 219×16,0, 273×19,0, 325×22,0 и 377×26,0 для $p_{ном} = 185 \text{ кгс/см}^2, t = 215 \text{ }^\circ\text{C}$; трубы 194×17,0, 219×19,0, 273×24,0, 325×28,0, 377×22,0 и 426×26,0 для $p_{ном} = 240 \text{ кгс/см}^2, t = 250 \text{ }^\circ\text{C}$.

**** Трубы 108×8,0 для $p_{ном} = 40 \text{ кгс/см}^2, t = 440 \text{ }^\circ\text{C}$; трубы 108×6,0 для $p_{ном} = 76 \text{ кгс/см}^2, t = 145 \text{ }^\circ\text{C}$.

1. Сортамент труб приведен на основании ОСТ 108.320.102—78 и ОСТ 108.320.103—78 с изменением № 1 от 1982 г.

2. Сортамент труб предназначен для изготовления прямых участков трубопроводов, гнутых отводов и фасонных деталей.

3. Предельное отклонение по наружному диаметру и толщине стенки труб должно соответствовать ТУ на эти трубы.

4. $p_{ном}$ — номинальное давление среды, t — температура стенки трубы.

5. Сортамент труб для блока К-800 может корректироваться.

Таблица ПЗ.3

Давления (избыточные): условное, пробное и рабочее для арматуры и деталей трубопроводов тепловых электрических станций по ГОСТ 356—80

Марка стали	Наибольшая температура среды, °С											
	200	250	300	350	400	425	435	445	455	—	—	—
Ст3 по ГОСТ 380—71*; 10, 20, 25 по ГОСТ 1050—74**; 20Л и 25Л по ГОСТ 977—75; 15ГС* и 20ГСЛ*; 16ГС, 17ГС, 17Г1С, 09Г2С, 10Г2С1 по ГОСТ 19282—73	200	320	450	490	500	510	515	520	530	—	—	—
12МХ по ГОСТ 20072—74*	200	320	450	490	500	510	515	525	—	535	545	—
15ХМ по ГОСТ 4543—71 и 20ХМЛ*	200	320	450	490	500	510	515	525	—	535	545	—
12Х1МФ по ГОСТ 20072—74* и 20ХМФЛ*, 15Х1М1Ф* и 15Х1М1ФЛ*	200	320	450	—	510	523	530	540	—	560	—	570
08Х18Н10Т, 08Х22Н6Т, 12Х18Н10Т, 12Х18Н12Т, 45ХН14В2М по ГОСТ 5632—72*; 10Х18Н9Л, 14Х18Н4Г4Л по ГОСТ 2176—77; Х16НЭМ2*	200	300	400	480	520	560	590	610	—	—	—	—
Условное давление p_y , кгс/см ²	Пробное давление $p_{пр}$, кгс/см ²		Рабочее давление p_p , кгс/см ²									
	1,0	2,0	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	—	—
1,0	1,6	3,0	1,6	1,4	1,2	1,1	0,9	0,8	0,8	0,6	—	0,4
1,6	2,5	4,0	2,5	2,3	1,9	1,7	1,5	1,3	1,1	1,0	—	0,6
2,5	4,0	6,0	4,0	3,5	3,0	2,6	2,3	2,0	1,8	1,6	0,9	0,7
4,0	6,0	9,0	6,0	5,4	4,8	4,0	3,7	3,2	2,8	2,5	1,4	1,2
6,3	10,0	15,0	10,0	9,0	7,5	6,6	5,8	5,0	4,5	4,2	2,3	1,9
10,0	16,0	24,0	16,0	14,0	12,0	11,0	9,0	8,0	7,0	6,2	3,3	3,0
16,0	25,0	38,0	25,0	23,0	19,0	17,0	15,0	13,0	11,0	10,0	5,2	5,0
25,0	40,0	60,0	40,0	35,0	30,0	26,0	23,0	20,0	18,0	16,0	8,2	7,4
40,0	63,0	95,0	63,0	54,0	48,0	40,0	37,0	32,0	28,0	25,0	13,0	12,0
63,0	100,0	150,0	100,0	90,0	75,0	66,0	58,0	50,0	45,0	42,0	21,0	19,0
100,0	125,0	190,0	125,0	113,0	94,0	83,0	73,0	65,0	55,0	50,0	33,0	30,0
125,0	160,0	240,0	160,0	140,0	120,0	110,0	90,0	80,0	70,0	62,0	41,0	38,0
160,0	200,0	300,0	200,0	180,0	150,0	130,0	115,0	100,0	90,0	84,0	52,0	50,0
200,0	250,0	350,0	250,0	230,0	190,0	170,0	150,0	130,0	110,0	100,0	65,0	60,0
250,0	320,0	450,0	320,0	280,0	240,0	220,0	170,0	160,0	140,0	124,0	72,0	74,0
320,0	400,0	560,0	400,0	350,0	300,0	260,0	230,0	200,0	180,0	160,0	82,0	90,0
400,0	500,0	650,0	500,0	450,0	370,0	330,0	290,0	250,0	225,0	210,0	105,0	114,0
500,0	630,0	800,0	630,0	540,0	480,0	400,0	370,0	320,0	280,0	250,0	130,0	140,0
630,0	790,0	1000,0	800,0	700,0	600,0	520,0	450,0	400,0	360,0	320,0	165,0	180,0
1000,0	1250,0		1000,0	900,0	750,0	660,0	580,0	500,0	450,0	420,0	210,0	230,0
											280,0	240,0
											330,0	300,0

Примечания. 1. Марки стали, обозначенные знаком *, следует применять по нормативно-технической документации.

2. Допускается применять стали других марок с механическими свойствами и характеристиками прочности, обеспечивающими эксплуатацию арматуры и деталей трубопроводов в пределах давлений и температур, указанных в таблице.

3. Первая ступень рабочего давления распространяется на температуры среды не ниже: —20 °С для сталей марок Ст3, 10, 20, 25, 12Х1МФ, 20ХМФЛ, 15Х1М1Ф, 15Х1М1ФЛ; —30 °С для бесшовных труб из сталей марок 15ГС, 16ГС, 17ГС, 17Г1С, 20Л, 25Л, 20ГСЛ, 12МХ, 15ХМ, 20ХМЛ; —70 °С для сталей марок 09Г2С и 10Г3С1; —80 °С для сталей марок 08Х18Н10Т, 08Х22Н6Т, 12Х18Н10Т, 12Х18Н12Т, 45ХН14В2М, 10Х18Н9Л, 14Х18Н4Г4Л, Х16НЭМ2.

4. Рабочие давления для промежуточных значений температуры среды должны определяться линейной интерполяцией между двумя ближайшими значениями, указанными в таблице.

5. Рабочие давления, относящиеся к температурам, при которых имеет место полнота металла, приведены для ресурса работы в 100 тыс. ч.

Таблица ПЗ.4

Перечень предприятий – изготовителей трубопроводной арматуры и комплектующих

№ п/п	Наименование предприятия	Продукция
1	ОАО «Ангарский ремонтно-механический завод», 665805, г. Ангарск Иркутской обл. Тел. (39518) 7-53-17, факс 7-72-44	Задвижки типа ЗКС D_y 15—40, P_y 16 ; типа ЗКЛ D_y 50—250, P_y 1,6 и 4,0; вентили запорные типа ВВД и ВПД D_y 6—40, P_y 32,0; 16,0 и 4,0; кран шаровой D_y 100/75, P_y 1,6; отводы и двойники P_y 1,0
2	ОАО «Арзамасский приборостроительный завод», 607220, г. Арзамас Нижегородской обл., ул. 50-летия ВЛКСМ, 8. Тел. (83147) 9-91-21, факс 4-16-68	Задвижки из стали углеродистой нержавеющей и латуни типа ЛГФИ D_y 50, 80, 100; вентили запорные латунные D_y 15 и 25, фильтры, теплосчетчики, счетчики газа
3	ОАО «Арматур», 601550, г. Гусь-Хрустальный Владимирской обл., ул. Рудницкой, 4. Тел. (49241) 2-42-26, 2-14-66, 2-32-41, факс 2-15-67, 2-87-02	Задвижки D_y 50—100, P_y 1,0; 1,6 и 4,0; клапаны регулирующие D_y 15—80, P_y 1,6; 4,0 и 6,3; запорно-регулирующие D_y 25—125, P_y 1,6; отсечные D_y 25—80, P_y 2,5; предохранительные D_y 50 и 80, P_y 1,6 и 4,0; заслонки типа ЗМС D_y 30—90, P_y 0,1
4	АО «Арматэк», 195220, г. Санкт-Петербург, ул. Гжатская, 21. Тел. (812) 535-88-84, 535-74-50, факс 535-74-50	Затворы дисковые поворотные с защитным покрытием D_y 32—400, P_y 0,6; 1,0 и 1,6; задвижки шланговые D_y 10—25, P_y 0,6; клапаны обратные с защитным покрытием D_y 50 и 80, P_y 1,0; клапаны обратные и краны шаровые пластмассовые D_y 25, P_y 1,0
5	ОАО «Барнаульский аппаратно-механический завод», 656031, г. Барнаул, пр-т Строителей, 117. Тел. (3852) 36-68-11, 36-68-47, факс 36-52-81	Клапаны (вентили) запорные D_y 15, 20 и 25, P_y 1,0 и 1,6; вентили 15БЗр D_y 15, 20 и 25, P_y 1,0; краны шаровые D_y 15—50, P_y 0,1; 1,0 и 2,5; клапаны типа АЗТ D_y 4—15, P_y 25,0
6	Бежецкий сталелитейный завод, 241038, г. Брянск, Стальзавод	Запорная арматура для воды, пара, масла, нефти и жидких нефтепродуктов: задвижки клиновые из углеродистой стали (т/ф 30с41нж, 30с941нж, 30с564нж, 30с964нж) D_y 50—300, P_y 1,6; 2,5 и 4,0; клапаны для трубопроводов D_y 50, P_y 2,5
7	ОАО «Благовещенский арматурный завод», 452220, Башкортостан, г. Благовещенск, ул. Седова, 1. Тел. (34766) 2-10-83, 2-12-87, 2-13-57	Задвижки D_y 50—200, P_y 1,6; 4,0; 6,3 и 16,0; клапаны предохранительные D_y 25—200, P_y 1,6; 4,0; 6,3; 10,0 и 16,0; клапаны обратные D_y 15—200, P_y 4,0 и 16,0; клапаны запорные D_y 15, 20 и 25, P_y 4,0 и 16,0; переключающие устройства D_y 25—200, P_y 0,6; 1,6 и 4,0; фланцы, шпильки, гайки и прокладки
8	ОАО «Бологовский арматурный завод», 171060, г. Бологое Тверской обл., ул. Горская, 88. Тел. (48238) 02-21-13, факс 2-35-27	Клапаны запорные D_y 15—50, P_y 1,0 и 1,6; краны шаровые D_y 15—50, P_y 1,0; соединительные части для трубопроводов D_y 1 и 20
9	ОАО «Бугульминский механический завод», 423200, Татарстан, г. Бугульма. Тел. (84314) 5-35-11, 3-40-16, факс 5-84-90	Регуляторы давления D_y 50, 80, 100 и 150, P_y 1,6; фильтры для трубопроводов D_y 80, 150, 250 и 300, P_y 1,6 и 4,0; теплообменные аппараты, сепараторы
10	ОАО «Воткинский завод», 427410, Удмуртия, г. Воткинск, ул. Кирова, 2. Тел. (34145) 6-51-52, 6-54-16, 6-58-96	Задвижки стальные типа ЗКС D_y 15—50, P_y 16,0; ЗМС D_y 65, P_y 21,0 и 35,0; нефтегазовое оборудование
11	ОАО «Газоаппарат», 410026, г. Саратов, ул. Большая Казачья, 125. Тел. (8452) 51-76-26, 50-79-43, 51-76-39, факс 50-79-42	Клапаны предохранительно-запорные D_y 50 и 100, P_y 1,2; кран шаровой D_y 15, P_y 6,0; регуляторы давления газа, фильтры сетчатые, ПГБ и ГРП
12	ОАО «Гидрозатвор», 413700, г. Пугачев Саратовской обл. Тел. 5-17-64	Задвижки стальные D_y 100, 150 и 200, P_y 2,5

Продолжение табл. ПЗ.4

№ п/п	Наименование предприятия	Продукция
13	ОАО «Георгиевский арматурный завод», 357800, г. Георгиевск Ставропольского края, ул. Чугулина, д. 18. Тел. (86551) 2-44-35, факс 2-44-47	Задвижки стальные D_y 50—150, P_y 2,5; 4,0 и 6,3; чугунные D_y 50—350, P_y 0,6 и 1,0; клапаны стальные D_y 15—100, P_y 0,25; 1,6 и 4,0; клапаны обратные D_y 50—200, P_y 6,3; кран пробковый D_y 15, P_y 0,01
14	Дугнинский механический завод, 249801, пос. Дугна Калужской обл.	Клапаны (вентили) запорные 15ч8(9)р D_y 50, P_y 1,6; регуляторы давления 21ч10/12нж D_y 50, P_y 1,6; вентилаторы
15	Завод «Водоприбор», 192007, г. Санкт-Петербург, ул. Днепропетровская, 14. Тел. (812) 166-49-14, 166-81-43	Задвижки чугунные типа ВКЗ для водопроводно-канализационных систем D_y 50—300, P_y 1,0; затворы поворотные дисковые из алюминия D_y 50—200, P_y 1,0
16	ОАО «Завод «Водоприбор», 129626, г. Москва, ул. Новоалексеевская, 16. Тел. (495) 286-31-77, факс 286-42-05	Задвижки 30вч39р D_y 50—300, 30ч36р D_y 250—1200, P_y 1,0; водосчетчики ВКОС и ВМХ D_y 20—40
17	ОАО «Завод химического оборудования», 606002, г. Дзержинск Нижегородской обл., ул. Лермонтова, 20. Тел. (8313) 59-29-09, 54-16-75, факс 54-57-21	Краны шаровые из нержавеющей стали D_y 25, 50, 80 и 100, P_y 2,5; краны конусные (пробковые) из серого чугуна D_y 25 и 40, P_y 1,6; клапаны запорные фланцевые из серого чугуна D_y 25 и 40, P_y 1,6; вентили запорные латунные D_y 15; оборудование для химической, нефтехимической, пищевой промышленности: емкости, эмалированные теплообменники, колонны и др.
18	ОАО «Знамя Труда», 195027, г. Санкт-Петербург, ул. Магнитогорская, 11. Тел. (812) 232-85-17, 224-37-48, факс 224-37-80	Клапаны D_y 15—150, P_y 1,6; 2,5; 4,0; задвижки D_y 50—250, P_y 2,5; задвижки шланговые из алюминия D_y 50—200, P_y 0,6
19	ПО «Златоустовский машиностроительный завод», 456208, г. Златоуст Челябинской обл., Парковый проезд, 1. Тел. (35136)-3-93-29, 3-97-45, факс 6-58-11, 3-63-22	Краны сальниковые трехходовые с паровым обогревом 11с7(17)Бк D_y 50 и 80, P_y 0,64
20	ОАО «Завод «Буревестник», 188350, г. Гатчина Ленинградской обл., ул. Советская, 31. Тел. (81271) 3-99-37, 3-98-74, 3-61-49, факс 3-62-60	Клапаны запорные D_y 6—32, P_y 10,0 и 16,0; дроссельные угловые D_y 10—32, P_y 16,0; предохранительные D_y 10—250, P_y 0,1—6,4; регулирующие D_y 80 и 100, P_y 4,0; задвижки типа ЗПМ D_y 65, P_y 21,0 и 35,0; краны шаровые D_y 50 и 80, P_y 4,0
21	Кемеровский завод химического машиностроения, 650028, г. Кемерово, ул. Терешковой, «Химмаш»	Краны шаровые трубопроводные
22	Котельниковский арматурный завод, 404360, г. Котельниково Волгоградской обл. Тел. (84476) 3-27-75, факс. 3-28-03	Клапаны регулирующие D_y 50—200, P_y 6,4; предохранительные 17с12нж D_y 50, P_y 1,6; отсекающие D_y 50—200, P_y 4,0 и 10,0; регуляторы давления 21с10/12нж D_y 50—150, P_y 1,6; элеваторы 40с10бк D_y 40—65, P_y 1,6
23	Краснокутский арматурный завод, 413240, г. Красный Кут Саратовской обл., ул. Куховаренко, 192. Тел. (84560) 2-17-23, факс 2-17-21	Клапаны 15Б3р D_y 15—40, P_y 1,0 и 15Б1бк D_y 25 и 32, P_y 1,6; краны пробковые 11Б6бк D_y 15, 20, 25, P_y 1,0; 11Б1бк D_y 25, P_y 0,6; 11Б34бк D_y 15, P_y 0,01; тройники D_y 15
24*	ОАО «Курганский завод трубопроводной арматуры», 640027, г. Курган, ул. Химмашевская, 18. Тел. (35222) 3-24-81, факс 7-06-23, 3-26-03	Задвижки D_y 15—800, P_y 0,25—16,0; затворы D_y 400—1000, P_y 1,0 и 1,6; клапаны D_y 6—40, P_y 2,5—16,0
25	ОАО «Крупинский арматурный завод», 142516, п. Крупино Павлово-Посадского р-на Московской обл. Тел. (49643) 7-31-25, 7-31-69, 7-31-24	Клапаны 15Б3р D_y 15 и 50; кран 1Б1р D_y 50, P_y 1,0

Продолжение табл. ПЗ.4

№ п/п	Наименование предприятия	Продукция
26	АООТ «Кыштымский машиностроительный завод», 456870, г. Кыштым Челябинской обл., ул. Кооперативная, 2. Тел. 3-75-59, телетайп 624863 Буран	Задвижки типа 30с(9)327нж D_y 250, 300, 400 и 500, P_y 2,5
27	ОАО «ЛЕННИИХИММАШ», 193167, г. Санкт-Петербург, ул. Александра Невского, 9. Тел. (812) 274-22-03, факс 274-48-78	Клапаны предохранительные из ст.20 и нержавеющей стали D_y 350 и 600, P_y 0,1; D_y 50—350, P_y 16,0; 10,0; 6,0; 4,0; 2,5
28	Льговский арматурный завод, 307300, г. Льгов Курской обл., ул. Литейная, 28	Задвижки 31ч6бр D_y 50—150; 31ч47бк D_y 100, P_y 1,0; клапаны обратные
29	ГП «136 Металлообрабатывающий завод», 446001, г. Сызрань Самарской обл., ул. Урицкого, 2. Тел. (84643) 3-34-36, 3-05-58, факс 3-39-52	Задвижки 30ч6бр D_y 50—150; 31ч47бк D_y 100, P_y 1,0; клапаны обратные 19ч21бр D_y 50—150, P_y 1,6
30	ГП «157 Металлообрабатывающий завод», 188350, г. Гатчина Ленинградской обл., ул. Жемчужина, 2. Тел. (81271) 1-37-34, 1-36-30, факс 1-37-34, 2-25-66	Клапаны 15Б3р D_y 15, 20, 25; краны 11Б6бк D_y 15, P_y 1,0
31	ОАО «Приборостроительный завод «Регулятор», 606007, г. Дзержинск Нижегородской обл., ул. Зеленая, 10. Тел. (8313) 59-81-75, 59-81-32, факс 33-29-50	Краны шаровые (ручные с пневмо- и электроприводом) D_y 32, 50, 65, 80, 100, P_y 0,6 и 1,6; сигнализаторы уровня, плотномеры, расходомеры жидкости
32*	ОАО «Пензтяжпромарматура», 440028, г. Пенза, пр-т Победы, 75 А. Тел. (8412) 45-75-46, факс 45-48-54, 62-91-86	Задвижки D_y 50—1500, P_y 0,1—8,0; затворы D_y 50—600, P_y 0,6; 2,5; 4,0; клапаны D_y 250 и 300, P_y 1,0 и 2,5; краны D_y 50—600, P_y 2,5; 4,0 и 8,0
33	ОАО «Пензенский арматурный завод», 440007, г. Пенза, ул. Транспортная, 1. Тел. (8412) 66-35-03, 55-24-21, факс 55-24-00	Краны конусные латунные D_y 3—50, P_y 0,01—2,5; шаровые D_y 10 и 15, P_y 0,1 (латунные) и 16,0 (стальные); клапаны запорные стальные и латунные D_y 4—32, P_y 1,0—4,0; клапаны с электромагнитным приводом D_y 6—40, P_y до 4,0; клапаны (затворы) обратные латунные (стальные) D_y 6—32, P_y 2,5; конденсатоотводчики термодинамические стальные D_y 15—25, P_y 4,0; запорные устройства указателя уровня D_y 20, P_y 4,0
34	ОАО «Прибор», 305040, г. Курск, ул. Запольная, 47. Тел. (4712) 33-94-14, факс 33-36-71	Электроприводы для управления запорной и запорно-регулирующей арматурой типа ПБО, ПЗО, МЭП, ПВРО и РВЭП
35	ОАО «Ростовский опытный завод «Монтажавтоматика», 344076, г. Ростов-на-Дону, ул. Вавилова, 69. Тел. (48632) 31-43-22, 77-43-92	Клапаны запорные стальные типа 3В-2М D_y 6, P_y 0,6; блок вентилей запорных пластмассовых D_y 10/4, P_y 0,6
36	ОАО «Семеновский арматурный завод», 606600, г. Семенов Нижегородской обл., ул. Володарского, 1. Тел. (83162) 2-20-52, 2-14-94, факс 2-29-28	Задвижки 30кч70бр D_y 40—100, P_y 0,4—1,0; затворы 32кч915бр D_y 50—150, P_y 1,0; клапаны D_y 15—65

Продолжение табл. ПЗ.4

№ п/п	Наименование предприятия	Продукция
37	АК «Серпуховский механический завод», 142214, г. Серпухов Московской обл., Северное ш., 1. Тел. /факс (27) 75-09-77	Задвижки 30ч6бр D_y 50—150, P_y 1,0; вентили гуммированные 15ч63(73)гм D_y 80—300, P_y 0,6; краны типа КПО D_y 25—80, P_y 0,6
38	ОАО «Сибэнергомаш», 656037, г. Барнаул, пр-т Калинина, 26. Тел. (3852) 77-75-20, 77-85-81, факс 77-82-77	Арматура трубопроводная энергетическая: задвижки, затворы, вентили запорные, клапаны обратные, регулирующие, предохранительные D_y 10—1400, P_y 0,1—10,0
39	ПК «Сплав», 173021, г. Новгород, ул. Нехинская, 61. Тел. (81622) 2-97-36, 2-66-17, 2-98-12, факс 2-66-17, 2-60-96, 2-98-12, 2-75-87	Краны шаровые типа 11с(нж)33п1 D_y 20—100, P_y 2,5 и 4,0; клапаны типа 15с(нж)57бк D_y 15, 20, 25, P_y 12,5 и 14,0; арматура специальная для АЭС, компенсаторы сильфонные D_y 15—50, P_y 3,0—20,2
40	ОАО «Таганрогский завод «Красный котельщик», 347928, г. Таганрог Ростовской обл., ул. Ленина, 220. Тел. (86344) 5-82-84, 5-92-64, факс 2-36-89	Энергетические задвижки, клапаны, указатели уровня, регуляторы
41	ОАО «Тулаэлектропривод», 301114, пос. Плеханово Тульской обл. Тел. (4872) 77-67-10, факс 77-31-93	Электроприводы для трубопроводной арматуры, мотор-редукторы, редукторы
42	ОАО «Тяжпромарматура», 301340, г. Алексин Тульской обл., ул. Некрасова, 60. Тел. (48753) 2-61-65, 2-71-88, факс 2-71-20	Задвижки стальные D_y 50—600, P_y 1,6—10,0; краны шаровые D_y 50—1400, P_y 1,6—20,0
43	ОАО «Улан-Удэнский завод «Теплоприбор», 670045, г. Улан-Удэ, ул. Тракторная, 1. Тел. (30122) 2-28-62, 2-60-85, 2-61-30, 2-67-18	Задвижки D_y 50 и 80, P_y 1,0; краны шаровые D_y 50 и 80, P_y 1,6; клапаны регулирующие D_y 50 и 80, P_y 1,6; элеваторы 40с10бк D_y 40—80, P_y 1,6
44	Учреждение УВ 14/5, 676050, п. Тахтамыгда Амурской обл.	Клапаны 15с54бк2 D_y 15 и 20, P_y 16,0; 17с11нж D_y 15 и 25, P_y 1,6; 15нж6бк D_y 15, P_y 2,5
45	Учреждение ОБ-21/2, 241004, г. Брянск, ул. Котовского, 39. Тел. (48322) 3-02-03, 3-10-74, 3-66-64	Клапаны запорные стальные 15с54бк(бк1) D_y 6—25, P_y 16,0
46	Учреждение УЭ 148/2, 420022, Татарстан, г. Казань. Тел./факс (8432) 37-19-53, 32-12-80	Задвижки 31ч6бр D_y 50—150, P_y 1,0
47	Учреждение УЭ 148/5, 420000, Татарстан, с. Н. Вязовые Зеленодольского р-на	Задвижки 31ч6бр D_y 15, 200, 250, P_y 1,0; 30ч47нж D_y 50, P_y 2,5; фланцы D_y 200 и 250
48	Учреждение УЩ-349/13, 622013, г. Нижний Тагил Свердловской обл. Тел. (3435) 25-12-77, тел./факс 25-14-88, 25-12-88	Задвижки ЗКС D_y 50, 80 и 100, P_y 1,6; клапаны 15ч8п1 D_y 15—50, P_y 1,6; краны 11ч6(8)бк D_y 25 и 40, P_y 1,0
49	ЗАО «Фирма СОЮЗ-01», 117312, г. Москва, ул. Вавилова, 13. Тел. (495) 132-93-45, тел./факс 135-54-13	Уплотнения из чистого графита: клапаны регулирующие D_y 65—150
50	АООТ «Ханинский арматурный завод», 301420, пос. Ханино Суворовского р-на Тульской обл. Тел. (4876) 9-62-41	Задвижки 31ч6бр D_y 80 и 100, P_y 1,0
51	ПО «Чепецкий механический завод», 427600, Удмуртия, г. Глазов, ул. Белова, 7. Тел. (34141) 7-21-94, 7-48-02	Краны шаровые проходные из сплавов циркония D_y 10—150, P_y 1,6

Окончание табл. ПЗ.4

№ п/п	Наименование предприятия	Продукция
52*	ОАО «Чеховский завод энергетического машиностроения», 142300, г. Чехов-4, Московской обл. Тел. (49672) 296-20, 723-42, 723-40, факс (095) 203-61-40	Арматура энергетическая для ТЭС и АЭС D_y 6—400; задвижки D_y 100—450; электроприводы колонковые
53	ОАО «Чуфаровский арматурный завод», 433121, р.п. Чуфарово Вешкаймского р-на Ульяновской обл. Тел. (84243) 3-11-18, 3-15-71, факс 2-12-67	Задвижки 30(31)ч66р D_y 50, 100, 100, 400, P_y 1,0; клапаны 16ч42р D_y 50—400, P_y 2,5; клапаны обратные 19ч216р D_y 150—250, P_y 1,6; клапаны регулирующие D_y 80—300, P_y 1,6
54	АК «Энерго-комплекс», 630032, г. Новосибирск, ул. Планировочная, 18/1, а/я 155. Тел. (3832) 51-78-93, 40-17-01, факс 51-78-93	Клапаны запорные D_y 10 и 20, P_y 25,0 и 38,0; дисковые поворотные РПК-100 D_y 100, P_y 22,5 и КДП-150 D_y 150, P_y 4,8; задвижки клиновые D_y 80 и 100, P_y 2,5
55	ОАО «Юго-Камский машиностроительный завод им. Лепсе», 618026, п. Юго-Камский Пермской обл., ул. Кирова, 1. Тел. (3422) 95-53-43, 95-54-46, факс 95-57-70, 95-57-32	Задвижки типа 30с41нж, 30с15нж и 31с31(32)нж D_y 50—200, P_y 1,6 и 4,0; фланцы D_y 50—200, P_y 1,6; 2,5, 4,0; арматура фонтанная, оборудование устьевое
56	ООО «ТДС НЕРПРЕД-ЯРДОС», 103527, г. Москва, Зеленоград, Мосэнерго, 686. Тел. (495) 459-38-12, тел./факс 215-97-79	Краны шаровые запорные из углеродистых и нержавеющей сталей D_y 10—50, P_y 4,0—25,0

* Заводы – изготовители арматуры, проводящие конструкторско-технологические мероприятия по подготовке изготовления арматуры в дюймовой системе. Изготовление арматуры в дюймовой системе производится по специальным заказам.



ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Таблица П4.1

Основные технические характеристики теплоизоляционных материалов, изделий и конструкций,

Конструкция, изделие, материал (ГОСТ или ТУ)	Средняя плотность, кг/м³		Теплопроводность, Вт/(м·°C)/ккал/(м·ч·°C)		Максимальная температура применения, °C
	материала по ГОСТ или ТУ, не более	расчетная в конструкции	материала по ГОСТ или ТУ при 25 °C, не более	расчетная в конструкции*	
Конструкция: полносборные теплоизоляционные для трубопроводов, аппаратов и резервуаров (ТУ 36-1180-78; ТК №1, 2, 3, 3а; ТК №4—9)	Согласно примеч. 2				
Изделия теплоизоляционные известково-кремнеземистые (ГОСТ 24748—81)	200	200	0,058/0,050	0,069 + 0,00015 <i>t</i> / 0,059 + 0,00013 <i>t</i>	600
	225	225	0,065/0,056	0,071 + 0,00015 <i>t</i> / 0,061 + 0,00013 <i>t</i>	

применяемых для оборудования и трубопроводов ТЭС с положительными температурами

Группа возгораемости	Размеры по ГОСТ или ТУ	Область применения																																																
Несгораемые	Длина 1040 мм (ТК №1, 2, 3, 3а); толщина — согласно сортаменту материала теплоизоляционного слоя. Длина 1000—2000 мм (ТК №4—9); ширина 1000 мм; толщина от 40 до 120 мм (с интервалом 10 мм) в зависимости от материала теплоизоляционного слоя	Трубопроводы диаметром от 25 до 273 мм (прямые участки). Плоские поверхности, аппараты диаметром 1000 мм и более (см. примеч. 3)																																																
Несгораемые	<table><tr><th colspan="2">Полуцилиндры (Ц)</th><th colspan="2">Сегменты (С)</th></tr><tr><th>Типоразмер</th><th>Внутренний диаметр</th><th>Типоразмер</th><th>Внутренний диаметр</th></tr><tr><td>108—300</td><td>112</td><td>245—550</td><td>252</td></tr><tr><td>133—300</td><td>137</td><td>273—550</td><td>280</td></tr><tr><td>159—300</td><td>164</td><td>325—550</td><td>333</td></tr><tr><td>133—377</td><td>137</td><td>273—580</td><td>280</td></tr><tr><td>159—377</td><td>164</td><td>325—580</td><td>333</td></tr><tr><td>219—377</td><td>225</td><td>377—580</td><td>386</td></tr><tr><td>219—470</td><td>225</td><td>325—620</td><td>333</td></tr><tr><td>273—470</td><td>280</td><td>377—620</td><td>386</td></tr><tr><td></td><td></td><td>426—620</td><td>436</td></tr><tr><td></td><td></td><td>426—730</td><td>436</td></tr></table> <p>В типоразмере после тире обозначают размер наружного диаметра. Длина полуцилиндров и сегментов 1000 мм</p>	Полуцилиндры (Ц)		Сегменты (С)		Типоразмер	Внутренний диаметр	Типоразмер	Внутренний диаметр	108—300	112	245—550	252	133—300	137	273—550	280	159—300	164	325—550	333	133—377	137	273—580	280	159—377	164	325—580	333	219—377	225	377—580	386	219—470	225	325—620	333	273—470	280	377—620	386			426—620	436			426—730	436	Трубопроводы в соответствии с сортаментом изделий (за исключением отводов)
Полуцилиндры (Ц)		Сегменты (С)																																																
Типоразмер	Внутренний диаметр	Типоразмер	Внутренний диаметр																																															
108—300	112	245—550	252																																															
133—300	137	273—550	280																																															
159—300	164	325—550	333																																															
133—377	137	273—580	280																																															
159—377	164	325—580	333																																															
219—377	225	377—580	386																																															
219—470	225	325—620	333																																															
273—470	280	377—620	386																																															
		426—620	436																																															
		426—730	436																																															
	Плиты прямоугольного сечения (ППС). Длина по нижнему основанию 1025 мм; по верхнему основанию 1000 мм. Ширина по нижнему основанию 525 мм; по верхнему основанию 500 мм. Толщина 75, 100 мм	Плоские поверхности																																																

Конструкция, изделие, материал (ГОСТ или ТУ)	Средняя плотность, кг/м ³		Теплопроводность, Вт/(м·°C)/ккал/(м·ч·°C)		Максимальная температура применения, °C
	материала по ГОСТ или ТУ, не более	расчетная в конструкции	материала по ГОСТ или ТУ при 25 °C, не более	расчетная в конструкции*	
Изделия перлитцементные (ГОСТ 18109—60) марки: 250 300	250 300	250 300	0,070/0,060 0,076/0,065	0,07 + 0,00019t / 0,06 + 0,00016t 0,076 + 0,00019t / 0,065 + 0,00016t	600
Цилиндры теплоизоляционные из минеральной ваты на син- тетическом связующем (ГОСТ 23208—78) марки: 150 200	150 200	150 200	0,051/0,044 0,052/0,046	0,051 + 0,0002t / 0,044 + 0,0001t 0,052 + 0,00019t / 0,046 + 0,00016t	400

Продолжение табл. П4.1

Группа возгораемости	Размеры по ГОСТ или ТУ	Область применения							
Несгораемые	Полуцилиндры (Ц)								Трубопроводы в соответствии с сортаментом изделий (за исключением отводов)
	Внутренний диаметр, мм	58	78	91	110	135	161	222	
	Толщина, мм	50	50	50	55	50	55	50	
		80	70	80	83	70	80	80	
		90	100	100		93			
	Сегменты (С)								
	Внутренний диаметр, мм	161	222	277	327	380	430		
	Толщина, мм	105	104	75	75	75	75		
				100	100	100	100		
	Длина изделий 500 и 1000 мм. Плиты (П): длина 500, 1000 мм, ширина 500 мм, толщина 50, 70, 100 мм								
Несгораемые	Внутренний диаметр 25, 33, 45, 57, 89 мм; толщина 40, 50, 60 мм. Внутренний диаметр 76 мм; толщина 40, 50, 70 мм. Внутренний диаметр 100, 219 мм; толщина 40, 70 мм. Внутренний диаметр 159 мм; толщина 40, 60, 80 мм. Длина 500, 750, 1000, 1500 мм								Трубопроводы в соответствии с сортаментом изделий. Арматура бесфланцевая 15, 20, 25, 32, 40 мм

Конструкция, изделие, материал (ГОСТ или ТУ)	Средняя плотность, кг/м ³		Теплопроводность, Вт/(м·°C)/ккал/(м·ч·°C)		Максимальная температура применения, °C
	материала по ГОСТ или ТУ, не более	расчетная в конструкции	материала по ГОСТ или ТУ при 25 °C, не более	расчетная в конструкции*	
Полуцилиндры теплоизоляционные из минеральной ваты на синтетическом связующем (ГОСТ 23208—89) марки:					400
150	150	150	0,051/0,044	0,051 + 0,00020 <i>t</i> / 0,044 + 0,00017 <i>t</i>	
200	200	200	0,053/0,046	0,053 + 0,00019 <i>t</i> / 0,046 + 0,00016 <i>t</i>	
Плиты теплоизоляционные из минеральной ваты на синтетическом связующем (ГОСТ 9573—82) марки:					400
75	51—75	75—115	0,047/0,040	0,043 + 0,00022 <i>t</i> / 0,037 + 0,00019 <i>t</i>	
125	76—125	90—150	0,049/0,042	0,044 + 0,00021 <i>t</i> / 0,038 + 0,00018 <i>t</i>	
Маты минераловатные прошивные (ГОСТ 21880—76) в обкладках из металлической сетки и стеклоткани марки 125	125	150	0,047/0,040	0,049 + 0,00020 <i>t</i> / 0,042 + 0,00017 <i>t</i>	600 450 См. примеч. 4
Шнур теплоизоляционный из минеральной ваты (ТУ 35-1695—79) марки:					600 450 См. примеч. 5
200	200	200	0,070/0,060	0,056 + 0,00019 <i>t</i> / 0,048 + 0,00016 <i>t</i>	
275	275	275		0,058 + 0,00019 <i>t</i> / 0,050 + 0,00016 <i>t</i>	

Продолжение табл. П4.1

Группа возгораемости	Размеры по ГОСТ или ТУ	Область применения
Несгораемые	Внутренний диаметр 25, 33, 45, 57, 89 мм; толщина 40, 50, 60 мм. Внутренний диаметр 76 мм; толщина 40, 50, 70 мм	Трубопроводы в соответствии с сортаментом изделий. Арматура бесфланцевая 15, 20, 25, 32, 40 мм
Несгораемые	Длина 1000 мм; ширина 500, 1000 мм; толщина от 60 до 100 мм с интервалом 10 мм Длина 1000 мм; ширина 500, 1000 мм; толщина 50, 60, 70, 80 мм	Трубопроводы диаметром 108 мм и более. Мазутопроводы с паровым обогревом Арматура. Трубопроводы и оборудование диаметром 529 мм и более
Несгораемые	Длина от 1000 до 2500 мм с интервалом 250 мм; ширина от 500 до 2500 мм с интервалом 500 мм; толщина от 10 до 120 мм с интервалом 10 мм	Трубопроводы диаметром 273 мм и более. Мазутопроводы с паровым обогревом диаметром 219 мм и более. Оборудование. Арматура диаметром до 500 мм
Несгораемые	Толщина от 30 до 90 мм с интервалом 10 мм	Трубопроводы диаметром до 108 мм включительно. Арматура бесфланцевая 15, 20, 25, 32, 40 мм

Конструкция, изделие, материал (ГОСТ или ТУ)	Средняя плотность, кг/м³		Теплопроводность, Вт/(м·°C)/ккал/(м·ч·°C)		Максимальная температура при- менения, °C
	материала по ГОСТ или ТУ, не более	расчетная в конструкции	материала по ГОСТ или ТУ при 25 °C, не более	расчетная в конст- рукции*	
Шнур асбестовый (ГОСТ 1779—72) марки ШАМ	—	600—700	—	0,093 + 0,00020 <i>t</i> / 0,080 + 0,00017 <i>t</i>	425
Матрацы из матов минераловат- ных прошивных (ГОСТ 21880—76)	Согласно примеч. 2				400 600
Рекомендуемые для АЭС					
Холсты из микроультрасупер- тонкого и стекломикрористал- лического штапельного волокна из горных пород (РСТ УССР 5013—81)	25	80	0,035/0,030	0,035 + 0,00017 <i>t</i> / 0,030 + 0,00015 <i>t</i>	750
Маты и вата из супертонкого стекловолокна без связующего (ТУ 21 РСФСР 224—75)	25	80	0,037/0,032	0,033 + 0,00023 <i>t</i> / 0,028 + 0,00020 <i>t</i>	450
Огнеупорные теплоизоляцион- ные стекловолкнистые матери- алы и изделия (мулиткремнезе- мистые) (ГОСТ 23619—79)	130—150	200—225	—	0,041 + 0,00022 <i>t</i> / 0,035 + 0,00019 <i>t</i>	1150

Продолжение табл. П4.1

Группа возгораемости	Размеры по ГОСТ или ТУ	Область применения
Несгораемые	Диаметр 25 мм	Трубопроводы диаметром 16, 20, 24, 28 мм. Арматура бесфланцевая 16, 20, 25, 28 мм
Несгораемые	Сборные, согласно проекту	Для участков трубопроводов (0,5 м) в местах установки бобышек для измерения ползучести металла, в местах сварных швов, для фланцевой арматуры и фланцевых соединений диаметром 50—1400 мм: – в оболочке из стеклоткани марки Т-13 (ГОСТ 19170—73) и ткани конструкционной из стеклянных комплексных нитей до 400 °С; – в оболочке из ткани кремнеземистой марки КТ-11 (ОСТ 6-11-376—74) или сетки проволоочной крученой с шестиугольными ячейками КЩО №10 (ГОСТ 13603—68) до 600 °С
Рекомендуемые для АЭС		
Несгораемые	Длина от 1000 до 2100 мм; ширина от 500 до 1200 мм; толщина до 300 мм	Для пошива теплоизоляционных матов, применяемых в реакторных отделениях (ТУ 21 УССР 356—83)
Несгораемые	Размеры матов по согласованию с заказчиком	Для пошива теплоизоляционных матов, применяемых в главном корпусе при температуре ниже 300 °С (ТУ 21 УССР 356—83)
Несгораемые	—	При пошиве теплоизоляционных матов, применяемых в реакторном отделении (ТУ 21 УССР 356—83)

Конструкция, изделие, материал (ГОСТ или ТУ)	Средняя плотность, кг/м ³		Теплопроводность, Вт/(м·°C)/ккал/(м·ч·°C)		Максимальная температура применения, °C
	материала по ГОСТ или ТУ, не более	расчетная в конструкции	материала по ГОСТ или ТУ при 25 °C, не более	расчетная в конструкции*	
Плиты из минеральной ваты ВФ-75 на синтетическом связующем марки ПН-50 (ТУ 21-24-52—73)	50	75	0,042—0,044/ 0,036—0,038	0,043 + 0,00022 <i>t</i> / 0,037 + 0,00019 <i>t</i>	300
Ткань кремнеземистая КТ-11 (ОСТ 6-11-376—74)	—	—	—	—	800
Ткань стеклянная марок Т-13 (ГОСТ 19170—73); допускается Т-23 (ТУ 6-11-214—76)	—	—	—	—	400
Нить кремнеземная К-11С6-180 (ОСТ 6-11-38-9—74)	—	—	—	—	800
Нить стеклянная крученая комплексная 5С6-28×1×2 (100) (ГОСТ 8325—78)	—	—	—	—	400

Примечания. * *t* — средняя температура основного теплоизоляционного слоя.

1. Расчетные значения теплопроводности теплоизоляционных конструкций даны с учетом влияния шовности и крепежных деталей в теплоизоляционном слое.
2. При применении полносборных и комплексных теплоизоляционных конструкций заводского производства их технические характеристики принимаются аналогично характеристикам, установленным для материала основного слоя теплоизоляционной конструкции.
3. Конструкции полносборные заводского изготовления применяются при наличии гарантии их поставки на конкретный объект строительства.
4. Маты минераловатные прошивные (ГОСТ 21880—76) в обкладках из металлической сетки применяются при температуре теплоносителя до 600 °C, в обкладках из стеклоткани — до 450 °C.
5. Шнур теплоизоляционный из минеральной ваты (ТУ 36-1695—73) в оплетке из стальной проволоки применяется при температуре теплоносителя до 600 °C, в оплетке стеклянной нитью — до 400 °C.
6. Плиты совелитовые со штукатуркой толщиной 15—25 мм по провололочной плетеной сетке №12-1,2 (ГОСТ 5336—80).
7. На отводах для теплоизоляционного слоя применяется тот же материал, что и на трубопроводе, кроме случая изоляции жесткими теплоизоляционными изделиями. При изоляции жесткими теплоизоляционными изделиями для тепловой изоляции отводов применяются соответственно параметрам трубопроводов шнуры, минераловатные изделия на связках, маты минераловатные прошивные.

Окончание табл. П4.1

Группа возгораемости	Размеры по ГОСТ или ТУ	Область применения
Несгораемые	—	При пошиве теплоизоляционных матов, применяемых в специальном корпусе (ТУ 21 УССР 356—83)
Несгораемые	—	При пошиве матов для первого слоя изоляции в герметичной зоне АЭС при температуре 300 °С и выше
Несгораемые	—	При пошиве матов для применения в главном корпусе АЭС
Несгораемые	—	То же
Несгораемые	—	—«—

Таблица П4.2

**Основные технические характеристики и область применения материалов
для покровных слоев тепловой изоляции**

Материал (ГОСТ или ТУ)	Толщина, мм	Масса 1 м ² , кг	Группа возгораемости	Область применения
Сталь тонколистовая оцинкованная (ГОСТ 7118—78)	0,35 0,50 0,70	2,75 3,85 5,50	Несгораемая	По изоляции трубопроводов и оборудования на открытом воздухе и во вспомогательных цехах
То же с непрерывных линий (ГОСТ 14918—80)	0,80 1,00	6,28 7,85		
Листы из алюминиевых сплавов марки АД1-Н (ГОСТ 21631—76)	0,30 0,50 0,70 0,80 1,00	0,81 1,42 2,00 2,28 2,85	То же	По изоляции трубопроводов и оборудования в главном корпусе
Допускаемые к применению				
Сталь тонколистовая кровельная (ГОСТ 17715—72)	0,80	6,30	Несгораемая	По изоляции трубопроводов и оборудования на открытом воздухе и во вспомогательных цехах с последующей окраской по наружной поверхности кожуха краской БТ-177 (ГОСТ 5631—70) за два раза, а с внутренней поверхности — лаком БТ-577 (ГОСТ 5631—70) за один раз
Ленты из алюминия и алюминиевых сплавов (ГОСТ 13726—78)	0,30 0,50	0,81 1,42	То же	По изоляции трубопроводов в помещении
Оболочки (заготовки) из алюминия и алюминиевых сплавов (ТУ 36-2065—77)	0,30	0,81	—«—	По изоляции трубопроводов в помещении
Сталь рулонная холоднокатаная с полимерным покрытием (металлопласт) (ТУ 14-1-1114—74)	0,80—1,30	6,00—8,00	Трудносгораемая	По изоляции трубопроводов и оборудования ТЭС: деаэрационного отделения, машзала ниже 9-й отметки и вне помещений, в местах, не подверженных прямому воздействию солнечных лучей

Окончание табл. П4.2

Материал (ГОСТ или ТУ)	Толщина, мм	Масса 1 м ² , кг	Группа возгораемости	Область применения
Ткань стеклянная марки Т-13 (ГОСТ 19170—73); марки Т-23 (ТУ 6-11-214—76)	0,27—0,30	0,285— 0,297	Несгораемая	По изоляции трубопроводов диаметром до 25 мм включительно в помещении
Штукатурка асбоцементная	10,0—20,0	18,0—36,0	То же	При незначительных объемах работ по изоляции плоских поверхностей, пря- моугольных коробов и вибрирующего оборудования по проволочной плетеной сетке № 12-1,2 (ГОСТ 5336—80), сши- ваемой проволокой диаметром 0,8 мм (ГОСТ 3282—74)

Примечание. Листы из алюминиевых сплавов толщиной 0,3 мм рекомендуется применять гофрированными.

Нормы потерь теплоты изолированными поверхностями трубопроводов

Наружный диаметр неизолированных труб, мм	Температура теплоносителя, °C							
	50	75	100	125	150	200	225	250
10	1	12	18	25	30	41	47	53
20	10	16	23	30	37	50	57	64
32	12	20	28	35	43	58	66	74
48	13	22	30	40	49	65	75	84
57	14	23	32	43	53	70	80	90
76	15	25	37	49	58	78	89	99
89	16	27	39	52	62	82	94	105
108	22	34	45	57	68	90	102	113
133	27	40	53	65	76	101	114	123
159	31	45	60	72	84	112	125	140
194	35	50	60	80	93	124	138	153
219	38	52	70	85	100	132	150	165
273	42	59	78	95	111	146	165	183
325	45	65	85	104	122	160	180	200
377	50	70	92	112	131	175	195	218
426	60	75	98	120	140	190	210	235
478	60	83	109	133	155	205	228	253
529	66	90	120	145	170	225	245	270
630	82	110	140	170	195	253	280	310
720	95	125	160	190	220	280	310	340
820	110	145	180	220	250	315	350	380
920	135	165	205	240	275	345	380	415
1020	153	193	225	265	300	370	410	450
1420	210	260	300	350	400	500	540	585
1820	265	320	370	430	490	630	660	720
2000	290	355	410	480	540	660	720	780

Примечания. 1. Приведенные нормы разработаны для объектов с температурой окружающего воздуха 25 °C, но с допустимым приближением могут применяться также для температур от 20 до 30 °C.
 2. Таблицей предусмотрены потери теплоты для трубопроводов внутри помещений, у которых стоимость теплоты принимается по полной стоимости теплоты острого пара.

внутри помещения тепловых электростанций

Таблица П4.3

Температура теплоносителя, °С											
300	330	350	400	450	480	500	530	550	570	600	610
64	71	75	87	98	105	110	115	121	126	133	135
77	85	90	104	117	125	131	138	145	153	158	162
90	99	105	120	136	145	151	160	167	174	183	186
102	112	119	136	154	164	171	180	190	197	208	210
108	120	127	145	165	176	183	192	202	209	220	225
123	132	141	162	183	197	203	211	225	232	245	249
123	140	149	170	193	206	215	225	236	245	259	283
137	151	160	182	205	218	227	238	250	260	273	277
152	165	176	201	226	241	250	261	275	285	300	304
166	181	192	220	247	252	273	285	300	310	325	340
182	200	212	242	273	290	301	314	330	342	360	367
196	214	227	260	290	308	320	335	353	366	383	390
218	239	253	289	323	314	358	375	394	408	428	435
240	263	278	317	355	379	395	414	435	450	473	480
260	284	300	344	385	411	428	449	470	487	514	520
280	306	322	370	415	438	460	484	505	523	554	560
303	330	340	400	448	477	496	523	545	564	595	603
325	355	375	430	480	510	531	560	585	605	635	645
370	403	425	485	540	576	600	623	658	680	710	725
405	444	470	530	590	629	655	682	715	740	775	790
445	487	515	580	545	684	710	642	775	805	840	855
480	525	555	625	692	734	760	798	835	860	900	915
525	570	600	670	745	787	815	853	890	920	960	980
681	740	780	870	970	1024	1050	1110	1155	1200	1250	1270
830	853	940	1060	1170	1236	1280	1340	1400	1440	1500	1530
900	998	1030	1150	1270	1313	1400	1455	1510	1560	1166	1660

3. Для трубопроводов, у которых стоимость теплоты принимается по неполной стоимости теплоты острого пара, значения, приведенные в таблице, умножаются на следующие коэффициенты: для диаметра 32 мм — на 1,01; 108 мм — на 1,06; 273 мм — на 1,09; 720 мм — на 1,12; 1020 мм — на 1,16; 1200 мм и плоская стенка — на 1,22.

ОГЛАВЛЕНИЕ ВТОРОГО ТОМА

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ	3
ПРЕДИСЛОВИЕ	7
ГЛАВА 3. ТЕПЛООБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПТУ	9
3.1. Типовые конструкции и технические характеристики	9
3.1.1. Конденсаторы	9
3.1.2. Аппараты системы регенеративного подогрева питательной воды	23
3.1.3. Подогреватели сетевой воды	55
3.1.4. Маслоохладители	66
3.2. Основные материалы, применяемые для изготовления теплообменных аппаратов	77
3.3. Характерные неисправности и способы их устранения	82
3.4. Типовые работы и технологическая оснастка, применяемая при техническом обслуживании и ремонте теплообменных аппаратов	89
3.4.1. Разборка аппарата. Ремонт водяных камер и каркаса трубной системы	89
3.4.2. Замена трубок в теплообменных аппаратах	90
3.4.3. Очистка трубных досок, трубок и межтрубного пространства	102
3.4.4. Испытания теплообменных аппаратов до ремонта и после него	110
3.5. Особенности ремонта различных теплообменных аппаратов	114
3.5.1. Конденсаторы	114
3.5.2. Подогреватели системы регенеративного подогрева питательной воды ПТУ	125
3.5.3. Подогреватели сетевой воды	148
3.5.4. Маслоохладители	164
ГЛАВА 4. ТРУБОПРОВОДЫ И АРМАТУРА	168
4.1. Общие положения. Основные факторы, влияющие на эксплуатационное состояние трубопроводов	168
4.1.1. Классификация трубопроводов	168
4.1.2. Категории трубопроводов	169
4.1.3. Условный проход трубопроводов	172
4.1.4. Условные, рабочие и пробные давления для арматуры и соединительных частей трубопроводов	172
4.1.5. Факторы, влияющие на эксплуатационное состояние трубопроводов	173
4.1.6. Арматура и дистанционные приводы	174
4.2. Материалы, применяемые для изготовления основных элементов трубопроводов и арматуры ..	178
4.3. Конструктивное оформление, трассировка и крепление трубопроводов	188
4.3.1. Основные элементы трубопроводов	188
4.3.2. Соединения труб и деталей трубопроводов	193
4.3.3. Трассировка и крепление станционных трубопроводов	201
4.4. Тепловая изоляция трубопроводов	213
4.4.1. Назначение тепловой изоляции	213
4.4.2. Теплоизоляционные материалы и конструкции тепловой изоляции	214
4.4.3. Номенклатура современных теплоизоляционных материалов	221
4.5. Компенсация тепловых расширений трубопроводов	222
4.5.1. Температурные удлинения трубопроводов	222
4.5.2. Назначение, классификация и материалы компенсаторов	224
4.5.3. Основные требования к компенсаторам	237
4.6. Техническое обслуживание и ремонт трубопроводов и элементов опорно-подвесной системы ..	241
4.6.1. Характерные неисправности опорно-подвесной системы трубопроводов и способы их устранения	241
4.6.2. Операции, выполняемые при ремонте и техническом обслуживании	246
4.6.3. Наладка трубопроводов	253
4.6.4. Организация наблюдений за изменениями в металле трубопроводов под действием высоких температур	256
4.7. Ремонт и техническое обслуживание арматуры и дистанционных приводов	279
4.7.1. Характерные неисправности арматуры и причины их появления	279
4.7.2. Периодичность ремонта различных видов арматуры	280
4.7.3. Основные операции, выполняемые при ремонте арматуры	282
4.7.4. Восстановление деталей арматуры	306
4.7.5. Сборка арматуры и электроприводов после ремонта	313
4.7.6. Гидравлические испытания арматуры после ремонта	317
4.7.7. Способы устранения повреждений некоторых видов арматуры	323

ГЛАВА 5. НАСОСЫ ПАРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК	339
5.1. Общие положения. Классификация	339
5.2. Основные параметры и характеристики насосов	341
5.3. Конструкции насосов ПТУ	346
5.3.1. Циркуляционные насосы	346
5.3.2. Конденсатные насосы	357
5.3.3. Питательные насосы	362
5.3.4. Сетевые насосы	368
5.3.5. Насосы маслосистемы	375
5.4. Основы обслуживания и эксплуатации насосов в схемах ПТУ	384
5.5. Ремонт насосов	393
5.5.1. Особенности ремонта насосов	393
5.5.2. Ремонт рабочих колес насосов	397
5.5.3. Ремонт деталей проточной части насосов	409
5.5.4. Ремонт корпуса центробежного насоса	413
5.5.5. Ремонт валов	415
5.5.6. Ремонт уплотнений вала	422
5.5.7. Сборка и центровка насосов	429
5.5.8. Испытания насосных агрегатов	442
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	446
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	453
ПРИЛОЖЕНИЕ 4	469

ОГЛАВЛЕНИЕ ПЕРВОГО ТОМА

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

ПРЕДИСЛОВИЕ

ГЛАВА 1. ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

- 1.1. Основные понятия и положения
- 1.2. Показатели надежности работы оборудования ТЭС
- 1.3. Основные документы, используемые в процессе подготовки и ремонта оборудования
- 1.4. Подготовка к ремонту и техническому обслуживанию оборудования на ТЭС.
Вывод оборудования в ремонт
- 1.5. Особенности организации ремонта оборудования
- 1.6. Приемка оборудования из ремонта и оценка качества
- 1.7. Основные положения планирования производства ремонтных работ
- 1.8. Основные материалы, используемые в энергомашиностроении
 - 1.8.1. Общие вопросы материаловедения
 - 1.8.2. Чугуны и стали
 - 1.8.3. Термическая и химико-термическая обработка стали
 - 1.8.4. Цветные металлы и сплавы
- 1.9. Основные методы контроля металла, применяемые при ремонтах оборудования ПТУ
- 1.10. Инструмент и приспособления, применяемые при ремонтных работах

ГЛАВА 2. ПАРОВЫЕ ТУРБИНЫ

- 2.1. Основные технические характеристики турбин ТЭС и АЭС
- 2.2. Материалы, применяемые для изготовления деталей турбин
- 2.3. Ремонт корпусов цилиндров
- 2.4. Ремонт диафрагм и обойм
 - 2.4.1. Типовые конструкции и основные материалы
 - 2.4.2. Характерные дефекты диафрагм и обойм и причины их появления
 - 2.4.3. Основные операции, выполняемые при ремонте диафрагм и обойм
- 2.5. Ремонт уплотнений
- 2.6. Ремонт опорных подшипников
- 2.7. Ремонт упорных подшипников
- 2.8. Ремонт валоповоротного устройства
- 2.9. Ремонт роторов
- 2.10. Ремонт рабочих лопаток
- 2.11. Ремонт муфт роторов
- 2.12. Нормализация тепловых расширений турбин
- 2.13. Нормализация вибрационного состояния турбоагрегата
- 2.14. Центровка турбин
- 2.15. Ремонт и наладка систем автоматического регулирования турбин
- 2.16. Промывка и ремонт маслосистем турбин
 - 2.16.1. Турбинные масла и их свойства
 - 2.16.2. Системы маслоснабжения турбин
 - 2.16.3. Техническое обслуживание и ремонт системы маслоснабжения
 - 2.16.4. Очистка масляной системы

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ПРИЛОЖЕНИЕ 2



Юрий Миронович Бродов,
доктор технических наук,
профессор, завкафедрой
«Турбины и двигатели»



Константин Эрленович Аронсон,
доктор технических наук, профессор
кафедры «Турбины и двигатели»



Юрий Мотелевич Гофман,
кандидат технических наук,
главный эксперт лаборатории
металлов ПАО «Т Плюс»



Борис Ефимович Мурманский,
доктор технических наук, профессор
кафедры «Турбины и двигатели»



Марина Алексеевна Ниренштейн,
старший научный сотрудник
кафедры «Турбины и двигатели»



Петр Николаевич Плотников,
доктор технических наук, профессор
кафедры «Турбины и двигатели»



Александр Юрьевич Рябчиков,
доктор технических наук, профессор
кафедры «Турбины и двигатели»

Справочное издание

Бродов Юрий Миронович
Аронсон Константин Эрленович
Гофман Юрий Мотелевич
Мурманский Борис Ефимович
Ниренштейн Марина Алексеевна
Рябчиков Александр Юрьевич
Плотников Петр Николаевич

РЕМОНТ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ПАРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

В двух томах


Том 2

Корректор *В. О. Корионова*
Компьютерная верстка *А. Ю. Матвеева*

Подписано в печать 23.03.2018.
Формат 84х108 1/16. Печать офсетная.
Усл. печ. л. 51,24. Уч-изд. л. 55,3. Тираж 100 экз. Заказ № 108.

Издательство Уральского университета
Редакционно-издательский отдел ИПЦ УрФУ
620049, Екатеринбург, ул. С. Ковалевской, 5
Тел.: 8 (343) 375-48-25, 375-46-85, 374-19-41
E-mail: rio@urfu.ru

Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре УрФУ
620083, Екатеринбург, ул. Тургенева, 4
Тел.: 8 (343) 350-90-13, 358-93-06, 350-58-20
Факс: 8 (343) 358-93-06
<http://print.urfu.ru>



*Справочник – издание, содержащее краткие сведения
научного, общественно-политического,
прикладного или бытового характера.*

Большой энциклопедический словарь

Совершенствование системы ремонта и технического обслуживания является одним из важнейших условий повышения надежности эксплуатации оборудования ПТУ ТЭС. Необходимость повышения качества ремонтных работ на ТЭС требует от ремонтного персонала современных знаний, высокой квалификации, а также профессиональной подготовки к ремонту и его технологическому обеспечению.

В справочнике рассматриваются вопросы ремонта и технического обслуживания основного и вспомогательного оборудования ПТУ. Представлены типовые конструкции, технические характеристики и материалы деталей паровых турбин, теплообменных аппаратов ПТУ, арматуры, трубопроводов и насосов паротурбинных установок.

Справочник предназначен для студентов энергетических и энергомашиностроительных специальностей, слушателей курсов повышения квалификации эксплуатационного персонала ТЭС и АЭС, а также для ремонтного и инженерно-технического персонала электростанций.



620002, г. Екатеринбург, К-2, ул. Мира, 19, УрФУ
Уральский энергетический институт,
кафедра «Турбины и двигатели»
e-mail: lta_ugtu@mail.ru
www.LTA.ural.ru